## RÉSULTATS D'EXPLOITATION

### Produits

| (en millions de dollars canadiens) | Trimestres terminés les 30 septembre 2010 | 2009 | Variation en $ | Variation en % | Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre 2010 | 2009 | Variation en $ | Variation en % |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Transport | 376 | 296 | 80 | 27 | 1 002 | 869 | 133 | 15 |
| Distribution | 970 | 831 | 139 | 17 | 2 795 | 2 620 | 175 | 7 |
| Divers | 14 | 17 | (3) | (18) | 47 | 48 | (1) | (2) |
| | 1 360 | 1 144 | 216 | 19 | 3 844 | 3 537 | 307 | 9 |
| Moyenne de la demande de pointe sur 60 minutes en Ontario *(MW)*[1] | 24 812 | 21 374 | 3 438 | 16 | 22 119 | 21 058 | 1 061 | 5 |
| Distribution – unités distribuées aux abonnés *(TWh)*[1] | 7,2 | 6,7 | 0,5 | 7 | 21,6 | 21,4 | 0,2 | 1 |

[1] Les statistiques relatives au réseau sont provisoires.

La demande d'électricité suit généralement les variations climatiques normales et, par conséquent, nos produits d'exploitation liés à l'énergie, toutes choses étant égales par ailleurs, auront tendance à être plus élevés aux premier et troisième trimestres qu'aux deuxième et quatrième trimestres.

***Transport***

Les produits tirés du transport proviennent principalement de nos services de transport tarifés, qui sont fondés sur la demande de pointe mensuelle d'électricité sur notre réseau haute tension. Les tarifs sont établis de telle sorte à générer les produits nécessaires au maintien d'un réseau de transport ayant une capacité suffisante pour répondre à la demande prévue maximale. La demande dépend surtout des conditions climatiques et de la conjoncture économique. Les produits tirés du transport comprennent également un faible montant de produits accessoires, lesquels découlent principalement des services d'entretien fournis aux producteurs d'électricité et de l'usage secondaire de nos emprises.

Nos produits tirés du transport ont augmenté de 80 millions de dollars, ou 27 %, au troisième trimestre et de 133 millions de dollars, ou 15 %, pour les neuf premiers mois de l'exercice, par rapport aux périodes correspondantes de l'exercice précédent. La moyenne de la demande de pointe a augmenté au troisième trimestre et au cours des neuf premiers mois de l'exercice, ce qui a entraîné une hausse respectivement de 43 millions de dollars et de 36 millions de dollars des produits tirés du transport. Parmi les autres facteurs à considérer, notons que le climat a été généralement plus doux durant les mois d'hiver et qu'il a été plus chaud qu'habituellement vers la fin du troisième trimestre comparativement à l'exercice précédent.

Le 28 mai 2009, après examen approfondi des éléments d'information écrits et verbaux, la Commission de l'énergie de l'Ontario (la « CEO ») a rendu sa décision en ce qui a trait à la demande de tarifs pour 2009 et 2010. Les hausses de tarifs approuvées en découlant, en vigueur le 1er juillet 2009 et le 1er janvier 2010, appuient nos investissements qui résultent de la politique en matière de mixité des sources d'approvisionnement de l'Office de l'électricité de l'Ontario (l'« OEO »), notamment l'élimination graduelle de la production d'électricité à partir du charbon et l'examen de la vétusté des infrastructures. Ces hausses ont donné lieu à une augmentation des produits de 32 millions de dollars au troisième trimestre et de 92 millions de dollars pour les neuf premiers mois de l'exercice. Par ailleurs, certains comptes de reports approuvés par la CEO ont fait augmenter les produits de 4 millions de dollars au cours du trimestre et de 13 millions de dollars pour les neuf premiers mois de l'exercice.

Les hausses des produits générés par les services de transport tarifés ont été en partie contrebalancées par la baisse des produits accessoires d'environ 8 millions de dollars pour les neuf premiers mois de l'exercice, du fait de l'incidence de la décision rendue par la CEO le 28 mai 2009. Conformément à cette décision, les produits accessoires reçus en excédent des montants approuvés par la CEO ne sont pas comptabilisés comme produits, mais ils sont inscrits dans un compte de passifs réglementaire. Les produits accessoires ont légèrement augmenté au cours du trimestre, soit de un million de dollars.

***Distribution***

Les produits tirés de la distribution comprennent les produits générés par nos services de distribution tarifés ainsi que les montants nécessaires au recouvrement des coûts d'achat de l'électricité consommée par nos abonnés. Par conséquent, nos produits tirés de la distribution dépendent de la quantité d'électricité que nous distribuons, des coûts d'achat d'électricité et de nos tarifs de distribution approuvés. Les produits tirés de la distribution comprennent également un faible montant de

produits provenant de services auxiliaires de distribution, comme les frais liés à l'utilisation de nos poteaux par les secteurs des télécommunications et de la câblodistribution et des frais divers tels que les pénalités de retard.

Les produits tirés de la distribution ont augmenté de 139 millions de dollars, ou 17 %, au troisième trimestre et de 175 millions de dollars, ou 7 %, au cours des neuf premiers mois de l'exercice, par rapport à ceux des périodes correspondantes de l'exercice précédent. Plus de la moitié de ces variations découlent du recouvrement des hausses de coûts d'achat d'électricité de 91 millions de dollars au troisième trimestre et de 104 millions de dollars au cours des neuf premiers mois de l'exercice, tel qu'il est mentionné ci-après à la rubrique « Achats d'électricité ».

La hausse des produits reflète deux décisions rendues par la CEO et portant sur les tarifs de distribution de notre filiale, Hydro One Networks Inc. (« Hydro One Network »). Le 13 mai 2009, la CEO a approuvé les nouveaux tarifs dans le cadre du mécanisme de tarification par incitatifs de troisième génération, avec prise d'effet le 1er mai 2009. Le 9 avril 2010, la CEO a approuvé les nouveaux tarifs par suite de notre demande liée aux coûts de prestation du service avec prise d'effet le 1er mai 2010. Ces deux décisions font suite à un examen approfondi des éléments d'information écrits et verbaux soumis à l'égard des besoins de notre réseau de distribution en matière d'entretien et d'investissement, y compris ceux visant à soutenir la production d'énergie renouvelable décentralisée. Les nouveaux tarifs approuvés par la CEO et en vigueur le 1er mai 2010 ont entraîné une hausse des produits tirés de la distribution de 26 millions de dollars au troisième trimestre et de 55 millions de dollars au cours des neuf premiers mois de l'exercice. Ces hausses de tarifs répondent aux besoins de nos réseaux de distribution en matière d'entretien et d'investissement, permettant ainsi d'assurer un approvisionnement continu sécuritaire et fiable en électricité aux abonnés partout en Ontario. La décision du 9 avril 2010 a également donné lieu à une hausse des produits de 4 millions de dollars au cours du troisième trimestre et de 16 millions de dollars au cours des neuf premiers mois de l'exercice du fait du recouvrement des dépenses en immobilisations liées aux compteurs intelligents et des investissements liés aux compteurs intelligents. Par ailleurs, le règlement des comptes de reports approuvés par la CEO a fait augmenter les produits de 6 millions de dollars au cours du trimestre et de 8 millions de dollars au cours des neuf premiers mois de l'exercice.

La hausse de la consommation, en raison du climat plus chaud qu'habituellement au troisième trimestre, a haussé les produits tirés de la distribution de 12 millions de dollars pour le trimestre. L'augmentation des produits tirés de la distribution a été plus que neutralisée par l'incidence du climat plus doux connu au premier trimestre de l'exercice, donnant lieu à une baisse de la consommation de 2 millions de dollars pour les neuf premiers mois de l'exercice. Par ailleurs, les produits qui résultent du recouvrement d'un compte réglementaire lié à la distribution ont pris fin le 30 avril 2010, ce qui a entraîné une diminution des produits de 6 millions de dollars pour le troisième trimestre et de 10 millions de dollars pour les neuf premiers mois de l'exercice.

En outre, les produits accessoires ont augmenté d'environ 6 millions de dollars pour le trimestre à l'étude et de 4 millions de dollars pour les neuf premiers mois de l'exercice.

**Achats d'électricité**

Les coûts d'achat d'électricité engagés par notre entreprise de distribution représentent le coût de l'électricité livrée aux abonnés dans notre territoire de service et expriment le coût de l'énergie vendue sur le marché de gros, les frais de service du marché de gros de l'électricité de la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (la « SIERE ») et les frais de transport prélevés par cette dernière. Le coût de l'énergie pour certains petits consommateurs et d'autres consommateurs désignés repose sur la grille tarifaire réglementée (la « GTR ») de la CEO, qui consiste en une structure tarifaire à deux niveaux comportant des seuils et en une structure tarifaire pour les abonnés admissibles à la GTR facturés selon la période d'utilisation, lesquelles sont ajustées deux fois l'an. Les abonnés qui ne sont pas admissibles à la GTR paient l'électricité au prix du marché, après ajustement au titre de l'écart entre les prix du marché et les prix payés aux producteurs en vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité*. Un sommaire de la GTR ayant une incidence sur la période considérée est présenté ci-dessous.

| | Niveau seuil (kWh/mois) | | Tarifs par niveau (cents/kWh) | |
|---|---|---|---|---|
| **Entrée en vigueur** | **Abonnés résidentiels** | **Abonnés non résidentiels** | **Premier niveau** | **Deuxième niveau** |
| 1er novembre 2008 | 1 000 | 750 | 5,6 | 6,5 |
| 1er mai 2009 | 600 | 750 | 5,7 | 6,6 |
| 1er novembre 2009 | 1 000 | 750 | 5,8 | 6,7 |
| 1er mai 2010 | 600 | 750 | 6,5 | 7,5 |

| Abonnés admissibles à la GTR, facturés selon la période d'utilisation | Tarifs (cents/kWh) | | |
|---|---|---|---|
| **Entrée en vigueur** | **Période de pointe** | **Période médiane** | **Période creuse** |
| 1er mai 2010 | 9,9 | 8,0 | 5,3 |

Les coûts d'achat d'électricité ont augmenté de 91 millions de dollars, ou 17 %, au troisième trimestre de 2010 en regard de ceux de la période correspondante de l'exercice précédent pour s'établir à 638 millions de dollars, et de 104 millions de dollars, ou 6 %, au cours des neuf premiers mois de l'exercice en regard de la même période un an plus tôt, pour atteindre 1 835 millions de dollars. Ces augmentations des coûts d'achat de l'électricité pour le trimestre sont essentiellement attribuables à la hausse de la demande d'électricité de 78 millions de dollars, à la variation des tarifs associés à la GTR de la CEO pour les abonnés résidentiels et autres abonnés admissibles, soit de 10 millions de dollars, à la hausse des frais de transport en raison de la décision de la CEO qui a pris effet le 1er janvier 2010, soit de 8 millions de dollars, et à la hausse des frais prélevés par la SIERE, soit de 2 millions de dollars. L'incidence de ces hausses a été en partie contrebalancée par une baisse de 7 millions de dollars des coûts d'achat d'électricité pour les consommateurs qui ne sont pas admissibles à la GTR. Ces hausses des coûts d'achat de l'électricité pour les neuf premiers mois de l'exercice rendent compte des augmentations suivantes : 41 millions de dollars des tarifs associés à la GTR de la CEO pour les abonnés résidentiels et autres abonnés admissibles; 33 millions de dollars des coûts d'achat d'électricité pour les consommateurs qui ne sont pas admissibles à la GTR; 25 millions de dollars des frais de transport en raison des décisions de la CEO qui ont pris effet le 1er juillet 2009 et le 1er janvier 2010; et 17 millions de dollars de la demande d'électricité. L'incidence de ces augmentations a été atténuée par une baisse de 12 millions de dollars des frais de service du marché de gros de l'électricité prélevés par la SIERE.

**Exploitation, entretien et administration**

Nos charges d'exploitation, d'entretien et d'administration se composent de la main-d'œuvre, des matières, du matériel et des services achetés aux fins du soutien de l'exploitation et de l'entretien des réseaux de transport et de distribution. Ces charges comprennent également les impôts fonciers et les paiements en remplacement des impôts se rapportant à nos lignes de transport et de distribution, à nos postes et à nos bâtiments.

Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration de chacun de nos trois secteurs d'activité ont été les suivantes :

| | Trimestres terminés les 30 septembre | | | | Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| *(en millions de dollars canadiens)* | **2010** | **2009** | **Variation en $** | **Variation en %** | **2010** | **2009** | **Variation en $** | **Variation en %** |
| Transport | 90 | 109 | (19) | (17) | 300 | 332 | (32) | (10) |
| Distribution | 147 | 144 | 3 | 2 | 432 | 418 | 14 | 3 |
| Divers | 16 | 14 | 2 | 14 | 45 | 41 | 4 | 10 |
| | 253 | 267 | (14) | (5) | 777 | 791 | (14) | (2) |

***Transport***

Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration engagées pour soutenir nos postes de transport et nos lignes à haute tension ainsi que nos droits de passage ont baissé de 19 millions de dollars, ou 17 %, au cours du trimestre à l'étude en regard de celles de la période correspondante de l'exercice précédent et de 32 millions de dollars, ou 10 %, pour les neufs premiers mois de l'exercice en regard de la même période un an plus tôt. Dans le cadre de nos programmes de travaux, nous avons continué d'investir dans l'exploitation sécuritaire et fiable de notre réseau de transport en territoire ontarien. Les dépenses liées aux programmes de travaux ont reculé de 8 millions de dollars au cours du trimestre et de 2 millions de dollars pour les neuf premiers mois de l'exercice, comparativement à celles des périodes correspondantes de l'exercice précédent. Au cours du trimestre, nous avons enregistré une baisse des dépenses liées à notre programme d'entretien prévu des postes, notamment à l'égard de l'équipement des réseaux électriques, une baisse des besoins en matière de soutien technique et une baisse de dépenses au titre des travaux forestiers associés à l'avancement de ces programmes par suite des conditions climatiques favorables au cours du premier semestre de l'exercice. Comparativement à l'exercice précédent, nous avons enregistré une hausse des dépenses attribuable à nos programmes d'entretien correctif des postes visant à pallier la vétusté des infrastructures, contrebalancée en partie par la baisse des activités prévues d'entretien des lignes. Les dépenses engagées pour soutenir notre réseau de transport ont reculé de 11 millions de dollars et de 30 millions de dollars, respectivement, au troisième trimestre et au cours des neuf premiers mois de l'exercice. Ce recul reflète principalement le réaménagement des ressources et l'élimination de l'impôt sur le capital par l'Agence du revenu du Canada (l' « ARC ») avec prise d'effet le 1er juillet 2010.

***Distribution***

Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration engagées pour soutenir notre réseau de distribution à basse tension ont augmenté de 3 millions de dollars, ou 2 %, au troisième trimestre et de 14 millions de dollars, ou 3 %, au cours des neuf premiers mois de l'exercice par rapport à celles des mêmes périodes un an plus tôt. Nos dépenses liées aux programmes de travaux ont augmenté de 3 millions de dollars pour le trimestre et de 14 millions de dollars pour les neuf premiers mois de l'exercice, comparativement aux périodes correspondantes de l'exercice précédent. Tant pour le trimestre que pour les neuf premiers mois de l'exercice, nous avons enregistré une hausse des dépenses attribuables aux besoins accrus de nos programmes de travaux forestiers liés aux débroussaillants et au dégagement des lignes et de notre programme de soutien technique. Par rapport aux neuf premiers mois de l'exercice précédent, nous avons enregistré un accroissement des besoins relativement à notre programme de compteurs intelligents en raison des frais d'exploitation continus attribuables aux compteurs installés. Ces dépenses ont été contrebalancées en partie au cours du trimestre et des neuf premiers mois de l'exercice du fait de la diminution des besoins au chapitre de travaux de restauration suivant des tempêtes et d'une baisse des coûts par suite de la réduction du nombre de lectures de compteurs sur place, étant donné que les compteurs intelligents installés commencent à offrir le degré de fiabilité exigé en matière de communication. Les dépenses liées à notre réseau de distribution ont été semblables à celles des périodes correspondantes de l'exercice précédent, ce qui reflète les hausses découlant du réaménagement des ressources, contrebalancées par l'élimination de l'impôt sur le capital par l'ARC avec prise d'effet le 1er juillet 2010.

**Amortissement**

La dotation aux amortissements a augmenté de 11 millions de dollars, ou 8 %, au troisième trimestre par rapport à celle de la période correspondante de l'exercice précédent, pour s'établir à 150 millions de dollars, et de 41 millions de dollars, ou 10 % pour les neuf premiers mois de l'exercice par rapport à celle de la même période un an plus tôt, pour atteindre 433 millions de dollars. Ces augmentations s'expliquent essentiellement par la mise en service de nouveaux actifs, conformément à notre programme de travaux continu en matière d'immobilisations, ainsi que par une hausse des coûts de mise hors service d'immobilisations associée à nos projets d'investissements. En outre, la hausse des dépenses requises pour se conformer à la réglementation d'Environnement Canada relative à l'élimination des biphényles polychlorés a fait augmenter l'amortissement de l'actif réglementaire connexe. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par la fin de l'amortissement d'un compte réglementaire lié à la distribution au deuxième trimestre du présent exercice.

**Charges de financement**

Les charges de financement ont progressé de 3 millions de dollars, ou 4 %, au troisième trimestre pour s'établir à 82 millions de dollars et de 30 millions de dollars, ou 13 %, au cours des neuf premiers mois de l'exercice, pour s'établir à 255 millions de dollars par rapport aux périodes correspondantes de l'exercice précédent. Ces progressions rendent principalement compte d'un niveau moyen de dette plus élevé, facteur atténué par une baisse du taux d'intérêt effectif moyen. La baisse du montant des intérêts capitalisés a également contribué à l'augmentation des charges de financement des neuf premiers mois de l'exercice. Même si les travaux de construction en cours se sont accrus, le montant des intérêts capitalisés a diminué par suite d'une réduction importante des taux de capitalisation des intérêts approuvés par la CEO.

**Provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés**

La provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés a augmenté de 7 millions de dollars, ou 58 %, au troisième trimestre comparativement à celle de la période correspondante de l'exercice précédent, pour s'établir à 19 millions de dollars, et de 13 millions de dollars, ou 33 %, pour les neuf premiers mois de l'exercice par rapport à celle de la même période un an plus tôt, pour se chiffrer à 52 millions de dollars. Ces augmentations sont principalement attribuables à la progression du bénéfice avant impôts au cours du trimestre et des neuf premiers mois de l'exercice, facteur en partie contrebalancé par la réduction du taux prévu par la loi, qui est passé de 33,0 % à 31,0 %. Ces hausses ont été atténuées pour les deux périodes par l'augmentation des écarts temporaires nets liée principalement aux coûts des régimes de retraite, aux intérêts capitalisés et à d'autres comptes réglementaires, contrebalancées en partie par la progression des impôts futurs.

**Bénéfice net**

Le bénéfice net, qui s'est établi à 218 millions de dollars pour le troisième trimestre et à 492 millions de dollars pour les neuf premiers mois de l'exercice, a augmenté respectivement de 118 millions de dollars et de 133 millions de dollars par rapport à celui des périodes correspondantes de 2009. Cette augmentation du bénéfice net au cours des deux périodes découle de l'accroissement de la moyenne mensuelle de la demande de pointe par suite du climat plus chaud qu'habituellement au cours des deuxième et troisième trimestres de l'exercice considéré, facteur contrebalancé en partie au cours des neuf premiers mois de l'exercice par un climat plus doux durant les mois d'hiver. La hausse des produits des deux périodes découle également des décisions relatives aux grilles tarifaires approuvées par la CEO qui soutiennent les investissements effectués

dans le cadre des politiques en matière de mixité des sources d'approvisionnement, notamment l'élimination graduelle de la production d'électricité à partir du charbon, les exigences requises de nos réseaux en matière d'entretien et d'investissements et les investissements effectués pour pallier la vétusté des infrastructures. Ces investissements dans nos réseaux de transport et de distribution se sont traduits par la hausse d'environ 700 millions de dollars de nos immobilisations corporelles depuis la fin du dernier exercice.

## RÉSULTATS D'EXPLOITATION TRIMESTRIELS

Le tableau suivant présente l'information trimestrielle non vérifiée pour chacun des huit trimestres compris dans la période du 31 décembre 2008 au 30 septembre 2010. Cette information a été tirée de nos états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés qui, de l'avis de notre direction, ont été dressés conformément aux états financiers consolidés annuels vérifiés et comprennent tous les ajustements, consistant uniquement en ajustements récurrents normaux nécessaires pour donner une image fidèle de notre situation financière et de nos résultats d'exploitation des périodes visées. Ces résultats d'exploitation ne sont pas nécessairement représentatifs des résultats des périodes futures, et le lecteur ne doit pas s'y fier pour prédire notre rendement futur.

| *(en millions de dollars canadiens)* | **2010** | | | **2009** | | | | **2008** |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Trimestres terminés les | **30 sept.** | **30 juin** | **31 mars** | **31 déc.** | **30 sept.** | **30 juin** | **31 mars** | **31 déc.**[2] |
| Total des produits[1] | 1 360 | 1 165 | 1 319 | 1 207 | 1 144 | 1 090 | 1 303 | 1 194 |
| Bénéfice net[1] | 218 | 105 | 169 | 111 | 100 | 82 | 177 | 131 |
| Bénéfice net attribuable au porteur d'actions ordinaires[1] | 214 | 100 | 165 | 106 | 96 | 77 | 173 | 126 |

[1] La demande d'électricité suit généralement les variations climatiques normales et, par conséquent, nos produits et notre bénéfice liés à l'électricité, toutes choses étant égales par ailleurs, ont tendance à être plus élevés aux premier et troisième trimestres qu'aux deuxième et quatrième trimestres.

[2] Aux termes de la décision concernant la demande relative aux tarifs de distribution d'Hydro One Networks, rendue le 18 décembre 2008 par la CEO et entrée en vigueur le 1er mai 2008, les produits du quatrième trimestre de 2008 reflètent une hausse de 25 millions de dollars pour la période allant du 1er mai 2008 au 31 décembre 2008.

## SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

Nos principales sources de financement et de liquidités sont les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, les emprunts sur les marchés financiers et le financement bancaire. Ces ressources serviront à combler nos besoins de financement, lesquels englobent encore les montants liés aux dépenses en immobilisations, au service et au remboursement de notre dette, aux paiements aux termes de nos conventions d'impartition, aux autres activités d'investissement ainsi qu'aux dividendes.

**Sommaire des sources et des affectations de liquidités**

| *(en millions de dollars canadiens)* | **Trimestres terminés les 30 septembre** | | **Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre** | |
|---|---|---|---|---|
| | **2010** | **2009** | **2010** | **2009** |
| **Activités d'exploitation** | 414 | 285 | 958 | 658 |
| **Activités de financement** | | | | |
| Émission de titres de créance à long terme | 500 | 300 | 1 500 | 900 |
| Remboursement sur la dette à long terme | – | – | (400) | (400) |
| Billets à court terme à payer | – | (165) | (55) | 60 |
| Versements de dividendes | (4) | (26) | (23) | (161) |
| **Activités d'investissement** | | | | |
| Dépenses en immobilisations | (401) | (400) | (1 106) | (1 119) |
| Placement à long terme | – | – | (250) | – |
| **Autres activités de financement et d'investissement** | 12 | – | 31 | 20 |
| **Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie** | 521 | (6) | 655 | (42) |

### Activités d'exploitation

Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ont augmenté de 129 millions de dollars au troisième trimestre par rapport à celles du trimestre correspondant de l'exercice précédent, pour s'établir à 414 millions de dollars, et de 300 millions

de dollars au cours des neuf premiers mois de l'exercice par rapport à celles de la même période un an plus tôt, pour s'établir à 958 millions de dollars. Ces augmentations au cours des deux périodes rendent compte surtout de l'augmentation du bénéfice net et de la variation des soldes des créditeurs attribuable à la hausse des coûts d'achat d'électricité par suite de la demande, de notre passif au titre des prestations de retraite par suite du dépôt, au cours du trimestre, de l'évaluation du régime de retraite et de l'augmentation des impôts à payer liée à l'entrée en vigueur de la taxe de vente harmonisée. L'incidence de ces facteurs sur les rentrées nettes a été compensée en partie, pour le trimestre, par la hausse des soldes des débiteurs et, pour les deux périodes, par les changements apportés à certains comptes réglementaires.

**Activités de financement**

Les liquidités à court terme proviennent des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et de notre programme de papier commercial, programme aux termes duquel nous sommes autorisés à émettre jusqu'à 1 000 millions de dollars de billets à court terme d'une durée inférieure à 365 jours, de notre facilité de crédit renouvelable et des billets à taux variable de la province de l'Ontario que nous détenons.

Au 30 septembre 2010, aucun billet à court terme n'était en cours. Le programme de papier commercial est soutenu par des facilités de trésorerie totalisant 1 500 millions de dollars composées d'une facilité de crédit renouvelable consentie de 1 250 millions de dollars obtenue auprès d'un consortium bancaire et de billets à taux variable de la province de l'Ontario de 250 millions de dollars. Les liquidités à court terme prévues dans ce programme et les flux de trésorerie prévus liés aux activités d'exploitation devraient suffire à financer nos besoins habituels en matière d'exploitation. Au cours du deuxième trimestre, nous avons haussé le montant de notre facilité de crédit renouvelable de 500 millions de dollars conclue au premier trimestre pour la porter à 1 250 millions de dollars et nous avons prorogé son échéance jusqu'en juin 2013. Au deuxième trimestre, nous avons également annulé la facilité de crédit renouvelable de 750 millions de dollars qui serait arrivée à échéance en août 2010.

Le 30 septembre 2010, l'encours sur notre dette à long terme s'établissait à 7 975 millions de dollars, compte tenu de la tranche échéant à moins de un an. Nos billets et nos débentures viennent à échéance entre 2010 et 2046. Le financement à long terme est assuré par notre accès aux marchés de la dette, principalement grâce à notre programme de billets à moyen terme. Le 27 juillet 2009, nous avons déposé un prospectus préalable de base afin de renouveler notre programme de billets à moyen terme pour une durée supplémentaire de 25 mois. Le montant en capital maximal des billets à moyen terme pouvant être émis aux termes de ce programme jusqu'en août 2011 est de 3 000 millions de dollars, montant dont la tranche non encore émise était de 1 250 millions de dollars au 30 septembre 2010.

| | Cote | |
|---|---|---|
| **Agence de notation** | **Dette à court terme** | **Dette à long terme** |
| DBRS Limited | R-1 (moyen) | A (élevé) |
| Moody's Investors Service Inc. | Préférentiel-1 | Aa3 |
| S&P | A-1 | A+ |

Des clauses restrictives d'usage sont habituellement associées à la dette à long terme. Entre autres choses, les clauses restrictives de notre dette à long terme limitent notre dette admissible exprimée en pourcentage du total de notre structure du capital, restreignent notre capacité de vendre des actifs et imposent une clause de sûreté négative, sous réserve des exceptions habituelles. Les conventions de crédit relatives à nos facilités de crédit ne comportent aucune clause de changement néfaste important qui pourrait entraîner un manquement. Cependant, les conventions de crédit exigent que nous fassions parvenir aux prêteurs un avis indiquant tout changement néfaste important dans les trois jours ouvrables de sa survenance. Les conventions prévoient également que notre dette ne peut représenter plus de 75 % du total de la structure du capital et que les titres de créance émis par nos filiales ne peuvent dépasser 10 % de la valeur comptable totale de nos actifs. Au 30 septembre 2010, nous nous conformions à toutes ces clauses restrictives et limites.

Au cours des neuf premiers mois de l'exercice, nous avons émis 1 500 millions de dollars de titres de créance à long terme dans le cadre de notre programme de billets à moyen terme, notamment 500 millions de dollars au troisième trimestre. Pour les neuf premiers mois de l'exercice, nous avons remboursé, au deuxième trimestre, une tranche échue de 400 millions de dollars sur la dette à long terme. En 2009, nous avions émis 300 millions de dollars de titres de créance à long terme dans le cadre de notre programme de billets à moyen terme au troisième trimestre, pour un total de 900 millions de dollars pour les neuf premiers mois de l'exercice. Pour les neuf premiers mois de l'exercice 2009, nous avons remboursé, au premier trimestre, une tranche échue de 400 millions de dollars sur la dette à long terme. Pour les neuf premiers mois de l'exercice 2009, nous avons remboursé, au premier trimestre, nos billets à court terme de 55 millions de dollars. En 2009, nous avons augmenté nos billets à court terme de 60 millions de dollars au cours des neuf premiers mois de l'exercice, rendant compte d'une hausse de 225 millions de dollars pour les deux premiers trimestres de 2009 et d'une baisse de 165 millions de dollars pour le troisième trimestre.

Les dividendes sur actions ordinaires sont déclarés à l'entière discrétion du conseil d'administration et sur recommandation de la direction en fonction des résultats d'exploitation, du maintien de la structure du capital réglementaire réputée, de la situation financière, des besoins de liquidités et d'autres facteurs pertinents comme les pratiques au sein du secteur et les attentes de l'actionnaire. Les dividendes sur actions ordinaires liés aux résultats financiers d'un trimestre donné sont habituellement déclarés et versés au cours du trimestre suivant.

Conformément à ce qui s'est passé au cours des périodes correspondantes de l'exercice précédent, nous avons versé à la Province de l'Ontario (la « province ») des dividendes sur actions privilégiées d'environ 4 millions de dollars au troisième trimestre et de 13 millions de dollars au cours des neuf premiers mois de l'exercice. En 2010, nous avons également versé des dividendes sur actions ordinaires de 10 millions de dollars, le montant intégral ayant été versé au cours du premier trimestre de 2010, comparativement aux 22 millions de dollars versés au troisième trimestre de 2009 et aux 148 millions de dollars versés au cours des neuf premiers mois de 2009.

La structure de notre capital devrait nous permettre d'atteindre les objectifs suivants : un accès continu et à long terme à des fonds, à des taux raisonnables, et la réalisation de rendements financiers convenables. Pour assurer un accès continu à des fonds, notre objectif est de conserver une cote de solvabilité à long terme dans la catégorie « A ».

**Activités d'investissement**

Les sorties nettes liées aux activités d'investissement représentent essentiellement les dépenses en immobilisations de nos trois secteurs d'activité comme l'indique le tableau suivant :

| | Trimestres terminés les 30 septembre | | | | Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| *(en millions de dollars canadiens)* | **2010** | **2009** | **Variation en $** | **Variation en %** | **2010** | **2009** | **Variation en $** | **Variation en %** |
| Transport | 234 | 233 | 1 | – | 638 | 638 | – | – |
| Distribution | 165 | 166 | (1) | (1) | 465 | 477 | (12) | (3) |
| Divers | 2 | 1 | 1 | 100 | 3 | 4 | (1) | (25) |
| | 401 | 400 | 1 | – | 1 106 | 1 119 | (13) | (1) |

***Transport***

Les dépenses en immobilisations liées au transport ont légèrement augmenté de un million de dollars au troisième trimestre par rapport à celles du trimestre correspondant de 2009 pour s'établir à 234 millions de dollars, et elles sont demeurées inchangées, soit à 638 millions de dollars au cours des neuf premiers mois de l'exercice par rapport à la période correspondante un an plus tôt.

Les dépenses visant à agrandir et à consolider le réseau de transport se sont chiffrées à 142 millions de dollars pour le trimestre et à 353 millions de dollars pour les neuf premiers mois de l'exercice, ce qui représente respectivement une baisse de 2 millions de dollars et une hausse de 6 millions de dollars par rapport aux chiffres inscrits au cours des périodes correspondantes de l'exercice précédent. Nous continuons d'investir dans certains projets de mise à niveau des réseaux interrégionaux de l'OEO destinés à soutenir les objectifs de mixité des sources d'approvisionnement pour la production. Nous avons également continué d'investir dans nos projets d'approvisionnement local afin de composer avec la croissance de la charge. Pour le trimestre à l'étude, ces dépenses ont été plus que neutralisées par une réduction des dépenses à l'égard des projets de raccordement de grands consommateurs, par la baisse des dépenses associées aux projets d'approvisionnement local qui ont été en grande partie achevés plus tôt cette année et par le quasi-achèvement de certains projets de mise à niveau des réseaux interrégionaux.

Les projets de mise à niveau des réseaux interrégionaux qui occasionnent des dépenses importantes incluent le projet de renforcement du réseau de transport de Bruce à Milton aux fins du raccordement de nouvelles sources de production d'énergie nucléaire et d'énergie éolienne réaménagées dans la région Huron-Grey-Bruce et le projet de renforcement du transport du nord-est qui augmentera la capacité de transfert de l'interface nord-sud pour accéder à la production disponible au nord. Le projet de renforcement du transport du Nord-Est comprend des travaux en vue de l'installation de compensateurs voltampères réactifs statiques dans les postes de transformation à Porcupine et à Kirkland Lake. De plus, nous sommes en voie d'installer des compensateurs voltampère réactifs statiques aux postes de transformation de Nanticoke et de Detweiler lesquels, à court terme, permettront de répondre à l'accroissement de la production d'électricité de la centrale nucléaire Bruce et, à plus long terme, amélioreront la capacité de transfert entre le sud-ouest de l'Ontario et la région du Grand Toronto. Ces investissements ont été contrebalancés en partie par la baisse des dépenses liées à l'installation de batteries de condensateurs dans le sud-ouest de l'Ontario. Cet équipement procurera une protection provisoire à la centrale nucléaire de Bruce et

augmentera la capacité de transport dans le sud-ouest de l'Ontario. Par ailleurs, nous avons enregistré une baisse des dépenses liées au projet de raccordement du poste de transformation Cherrywood au poste Claireville, lequel permettra d'accroître la capacité de transfert dans la région du Grand Toronto ainsi que de recevoir l'électricité dans le cadre du nouveau réseau d'interconnexion avec Hydro-Québec. Ces travaux devraient être terminés d'ici la fin de l'exercice.

Parmi les projets d'approvisionnement local à l'égard desquels nous avons engagé des dépenses au troisième trimestre, notons le projet de renforcement du réseau de transport de la région de Woodstock, qui accroîtra la capacité dans cette région afin d'y garantir la fiabilité de l'approvisionnement et le projet de reconstruction du poste extérieur au poste de transformation de Burlington, qui accroîtra la capacité d'approvisionnement de la charge en vue d'assurer un approvisionnement fiable aux abonnés de cette région. Le projet de renforcement du réseau de transport de l'ouest de la région du Grand Toronto, qui a accru la capacité en vue d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement dans cette région, et le projet de raccordement de notre poste de transformation de Hurontario au poste de transformation municipal de Jim Yarrow, qui a accru la capacité du réseau de transport dans la région de l'ouest de Brampton afin de permettre la croissance future de la charge, ont été en grande partie achevés au premier trimestre de l'exercice, ce qui a contribué à la réduction des dépenses au troisième trimestre par rapport à celles inscrites à la période correspondante de l'exercice précédent. L'achèvement de notre projet de renforcement à Niagara continue d'être retardé par un conflit relatif à des terres autochtones dans la région de Caledonia. Les pourparlers se poursuivent entre les peuples autochtones concernés et diverses entités gouvernementales et nous prévoyons mener ce projet à terme dès que nous aurons accès au site.

Les dépenses engagées pour maintenir notre réseau de transport se sont établies à 84 millions de dollars pour le trimestre à l'étude et à 245 millions de dollars pour les neuf premiers mois de l'exercice, soit une augmentation de 15 millions de dollars et de 39 millions de dollars respectivement en regard de celles des périodes correspondantes en 2009. Ces augmentations découlent principalement des remises à neuf et des remplacements de lignes et de postes parvenus à la fin de leur durée de vie et du nombre plus élevé de remplacements ciblés de composantes vétustes, plus particulièrement celles liées aux disjoncteurs. Les dépenses ont également crû pour les neuf premiers mois de l'exercice relativement au programme de protection et de contrôle du matériel comparativement à la période correspondante de l'exercice précédent. Pour les deux périodes, ces hausses ont été contrebalancées en partie par une baisse des dépenses à l'égard des programmes d'achat de transformateurs de rechange et de remplacement du concentrateur (hub).

Nos autres dépenses en immobilisations liées au réseau de transport se sont élevées à 8 millions de dollars pour le trimestre à l'étude et à 40 millions de dollars pour les neuf premiers mois de l'exercice, ce qui représente une baisse de 12 millions de dollars et de 45 millions de dollars respectivement par rapport aux chiffres inscrits au cours des périodes correspondantes de l'exercice précédent. Ces baisses des dépenses par rapport à celles inscrites un an plus tôt sont principalement attribuables aux dépenses de 2009 liées au projet de remplacement et de mise à niveau mené à l'échelle de l'entreprise et visant à remplacer le matériel parvenu à la fin de sa durée de vie et à accroître la productivité, et dont la deuxième étape a été parachevée au cours du troisième trimestre de l'exercice précédent. En outre, les dépenses engagées pour renforcer la sécurité de l'information de notre centre de contrôle du réseau de l'Ontario ont été inférieures à celles de la période correspondante de l'exercice précédent, étant donné que nous avons achevé en 2009 divers travaux de mise à niveau afin de respecter les exigences de la North American Electric Reliability Corporation.

***Distribution***

Les dépenses en immobilisations liées au réseau de distribution ont légèrement diminué de un million de dollars, ou 1 %, au cours du troisième trimestre par rapport à celles de la période correspondante de l'exercice 2009, pour s'établir à 165 millions de dollars, et elles ont diminué de 12 millions de dollars, ou 3 %, au cours des neuf premiers mois de l'exercice par rapport à celles de la période correspondante de 2009, pour s'établir à 465 millions de dollars.

Les dépenses en immobilisations visant à agrandir et à renforcer notre réseau de distribution se sont établies à 82 millions de dollars au cours du trimestre à l'étude et à 231 millions de dollars au cours des neuf premiers mois de l'exercice, en baisse respectivement de 2 millions de dollars et de 21 millions de dollars par rapport à celles des périodes correspondantes de l'an dernier. Ces baisses des dépenses liées à nos projets d'expansion des lignes prévus au cours du trimestre et des neuf premiers mois de l'exercice sont principalement attribuables à la réaffectation des ressources à des travaux à l'égard des lignes, notamment la relocalisation de lignes. La baisse au cours des neuf premiers mois de l'exercice est également attribuable à la réalisation en quasi-totalité de l'installation de compteurs intelligents à l'échelle de la province à la fin de l'an dernier. Au cours du trimestre à l'étude, la baisse des dépenses liées aux installations a été contrebalancée par les dépenses engagées à l'égard de l'infrastructure du réseau de compteurs intelligents et par l'élaboration et l'intégration des systèmes requis par le système de tarification en fonction de la période d'utilisation, y compris la capacité de relevé de compteurs et l'intégration au centre de stockage des données des compteurs de la SIERE. L'installation de compteurs intelligents s'est poursuivie au cours du trimestre, et le nombre total de compteurs installés dépassait 1 301 000 au 30 septembre 2010, chiffre qui se rapproche de la cible totale visée par le programme. Avec plus de 731 000 compteurs adaptés au mode de tarification en fonction de la

période d'utilisation au 30 septembre 2010, nous poursuivons nos efforts en vue de faire passer nos abonnés à un mode de tarification fondé sur la période d'utilisation. Plus de 271 000 de nos abonnés ont déjà adopté ce mode de tarification. Ce déploiement de compteurs intelligents par une société de services publics est l'un des plus importants jamais effectués en Amérique du Nord.

Les dépenses engagées pour maintenir notre réseau de distribution se sont établies à 74 millions de dollars au cours du trimestre à l'étude et à 212 millions de dollars au cours des neuf premiers mois de l'exercice, en hausse respectivement de 8 millions de dollars et de 36 millions de dollars par rapport aux chiffres inscrits au cours des périodes correspondantes de l'exercice précédent. Ces hausses découlent principalement de l'augmentation des dépenses liées au transport et à l'équipement de travail ainsi que du remplacement prévu des poteaux de bois parvenus à la fin de leur durée de vie. En outre, les dépenses liées à la relocalisation des lignes ont augmenté afin de soutenir les projets municipaux d'élargissement des routes. Ces facteurs, au cours des neuf premiers mois de l'exercice, ont été atténués par la baisse des dépenses de réparation par suite de tempêtes.

Nos autres dépenses en immobilisations liées au réseau de distribution se sont établies à 9 millions de dollars au cours du trimestre à l'étude et à 22 millions de dollars au cours des neuf premiers mois de l'exercice, en baisse respectivement de 7 millions de dollars et de 27 millions de dollars par rapport à celles des périodes correspondantes de l'an dernier. Ces baisses rendent compte de nos investissements accrus au cours de la période précédente à notre projet de remplacement et de mise à niveau du réseau à l'échelle de l'entreprise.

**Dépenses en immobilisations futures**

Notre budget de dépenses en immobilisations de 2010 a été initialement fixé à 2,0 milliards de dollars. Les budgets d'investissement de 2010 de nos entreprises de transport et de distribution sont respectivement d'environ 1 150 millions de dollars et 850 millions de dollars. Les dépenses en immobilisations devraient augmenter pour s'établir à près de 2,1 milliards de dollars en 2011 et à environ 2,2 milliards de dollars en 2012. Ces dépenses, qui rendent compte des investissements nécessaires prévus pour pallier la vétusté de notre infrastructure, se chiffrent approximativement comme suit : 530 millions de dollars pour 2010, 620 millions de dollars pour 2011 et 670 millions de dollars pour 2012. Le budget des projets d'immobilisations, y compris les mises à niveau des réseaux interrégionaux, traduisant les politiques de mixité des sources d'approvisionnement afin d'éliminer graduellement la production d'électricité à partir du charbon et les besoins en approvisionnement local, atteint quelque 890 millions de dollars pour 2010, environ 780 millions de dollars pour 2011 et près de 550 millions de dollars pour 2012. Ces investissements comprennent également le déploiement continu et à grande échelle de compteurs intelligents dans nos entreprises de distribution et l'établissement de l'infrastructure requise pour les compteurs intelligents en appui aux objectifs de conservation d'énergie. Nous tirerons parti des investissements à l'égard des compteurs intelligents afin de bâtir un réseau intelligent qui rehaussera notre exploitation et appuiera la production décentralisée. Nos autres dépenses en immobilisations liées à l'exploitation s'établissent approximativement comme suit : 410 millions de dollars pour 2010, 290 millions de dollars pour 2011 et 230 millions de dollars pour 2012. Nos dépenses en immobilisations nécessaires pour respecter les exigences de la Loi sur l'énergie verte s'élèvent à environ 190 millions de dollars pour 2010, à quelque 450 millions de dollars pour 2011 et à près de 740 millions de dollars pour 2012. Nous allons de l'avant avec nos investissements dans le cadre de la Loi sur l'énergie verte qui sont nécessaires pour faciliter la production d'énergie renouvelable conformément au programme de prix référentiels. Le budget des dépenses en immobilisations de notre secteur Divers a été fixé à environ 15 millions de dollars en 2010, ce qui englobe principalement l'établissement continu du réseau à fibres optiques.

En raison de nombreux facteurs, nous estimons que nos dépenses de 2010, de 2011 et de 2012 s'établiront autour de 1,5 milliard de dollars, 1,8 milliard de dollars et 1,9 milliard de dollars, respectivement. Parmi ces facteurs, mentionnons les retards et les incertitudes concernant les besoins au chapitre des sources de production d'électricité décentralisée, la baisse des montants alloués aux dépenses en immobilisations en vertu des décisions et dépôts récents qui ont été approuvés et l'annonce, le 20 septembre 2010, par le ministre de l'Énergie qu'un plan à long terme en matière d'énergie prendra en compte les parties prenantes et conduira à l'élaboration d'un plan pour le réseau d'électricité intégré devant être passé en revue par la CEO. Ce processus pourrait ne se terminer qu'à la fin de 2011. Par conséquent, nous avons reporté les projets de transport écologique visant de nouvelles lignes en raison de l'absence d'un plan à long terme en matière d'énergie de la part de l'OEO. Nous n'engagerons pas de dépenses en immobilisations importantes si nous ne nous attendons pas raisonnablement à les récupérer par le truchement de nos tarifs. Les dépenses prévues pour 2010 comprennent environ 900 millions de dollars pour nos activités de transport et 600 millions de dollars pour nos activités de distribution.

**Sommaire des obligations contractuelles et autres engagements commerciaux**

Le tableau suivant résume notre dette et de nos autres obligations contractuelles importantes ainsi que d'autres engagements commerciaux importants.

| *30 septembre 2010 (en millions de dollars canadiens)* | **Total** | **2010**[1] | **2011/2012** | **2013/2014** | **Après 2014** |
|---|---|---|---|---|---|
| **Obligations contractuelles** *(échéances annuelles)* | | | | | |
| Dette à long terme – remboursements sur le capital | 7 975 | 200 | 1 100 | 1 350 | 5 325 |
| Dette à long terme – paiements d'intérêts | 6 744 | 145 | 788 | 668 | 5 143 |
| Convention d'impartition d'Inergi LP (Inergi)[2] | 605 | 36 | 282 | 265 | 22 |
| Engagements découlant de contrats de location-exploitation | 55 | 2 | 13 | 13 | 27 |
| Obligations environnementales[3] | 376 | 11 | 68 | 79 | 218 |
| **Total des obligations contractuelles** | 15 755 | 394 | 2 251 | 2 375 | 10 735 |
| **Autres engagements commerciaux** *(selon l'année d'échéance)* | | | | | |
| Ligne de crédit bancaire[4] | 1 250 | – | – | 1 250 | – |
| Lettres de crédit[5] | 108 | 107 | 1 | – | – |
| Garanties[5] | 326 | 326 | – | – | – |
| Régime de retraite[6] | 343 | 51 | 280 | 12 | – |
| **Total des autres engagements commerciaux** | 2 027 | 484 | 281 | 1 262 | – |

[1] Les montants indiqués représentent les soldes exigibles au cours de la période allant du 1er octobre 2010 au 31 décembre 2010.

[2] Le 1er mai 2010, la société a prorogé la convention de services cadre avec Inergi pour une période supplémentaire de trois ans. La durée de la convention, laquelle serait venue à échéance le 29 février 2012, a été prorogée jusqu'au 28 février 2015. Aux termes de la convention prorogée, Inergi fournira des services d'impartition en traitement des affaires et en technologies de l'information, ainsi que des services de soutien du système principal liés essentiellement à l'implantation et à l'optimisation du système SAP. Les montants présentés tiennent compte d'un ajustement visant un taux d'inflation annuel estimatif variant de 1,8 % à 3,0 %.

[3] Nous comptabilisons un passif au titre des dépenses futures estimatives liées à l'élimination graduelle et à la destruction de l'huile isolante contaminée aux biphényles polychlorés du matériel électrique et à l'évaluation et à la restauration des terrains contaminés. Le schéma des dépenses tient compte de notre programme des travaux prévus pour la période.

[4] Comme garantie de notre programme de papier commercial, nous avons une facilité de crédit de soutien renouvelable de 1 250 millions de dollars auprès d'un consortium bancaire, laquelle arrive à échéance en juin 2013.

[5] L'encours des lettres de crédit bancaires que nous avons contractées s'élève actuellement à 107 millions de dollars au titre des conventions de retraite et à un million de dollars au titre du crédit d'exploitation. Le 1er novembre 2010, nous avons haussé nos lettres de crédit liées aux conventions de retraite pour les porter à quelque 113 millions de dollars. Nous avons également offert un soutien de prudence à la SIERE au nom de nos filiales, comme l'exigent les règles du marché, au moyen de garanties de la société mère, jusqu'à concurrence de 325 millions de dollars ainsi qu'au nom de deux distributeurs au moyen de garanties jusqu'à concurrence de 660 000 $. Bien qu'aucune lettre de crédit ne soit requise aux fins du soutien de prudence, les lettres de crédit bancaires offertes devront être à nouveau émises en cas d'abaissement de notre note de solvabilité en deçà de la catégorie « Aa ».

[6] Les cotisations à la caisse de retraite sont versées avec un décalage de un mois. Les cotisations de 2010, de 2011 et de 2012 seront fondées sur une évaluation actuarielle établie en date du 31 décembre 2009. Compte tenu des facteurs actuels, nous estimons que nos cotisations de retraite s'élèveront à environ 140 millions de dollars à compter de 2010 et qu'elles seront variables en 2011 et en 2012 suivant le niveau du salaire ouvrant droit à pension. Les cotisations pour 2013 seront établies en fonction de l'évaluation actuarielle effectuée en date du 31 décembre 2012, et elles dépendront des rendements futurs des placements, des changements apportés aux prestations ou des hypothèses actuarielles.

Les montants figurant dans le tableau ci-dessus au poste « Dette à long terme » ne sont pas imputés à nos résultats d'exploitation, mais sont reflétés dans notre bilan et dans notre état des flux de trésorerie. Les intérêts associés à cette dette sont comptabilisés dans les charges de financement dans notre état des résultats ou dans nos programmes d'immobilisations. Les paiements aux termes des contrats de location-exploitation et de notre convention d'impartition avec Inergi sont constatés dans les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration à notre état des résultats ou dans nos programmes d'immobilisations.

## OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

Les opérations entre apparentés sont principalement composées de nos produits tirés du transport et de nos achats d'électricité auprès de la SIERE, qui est un apparenté de par son statut d'agence de notre actionnaire, la province. Les variations de ces montants d'un exercice à l'autre sont plus amplement décrites dans l'analyse de nos produits tirés du transport et de nos coûts d'achat d'électricité. D'autres opérations importantes entre apparentés comprennent nos dividendes qui sont versés à la province et nos paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés qui ont été payés ou qui sont à payer à la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario. En janvier 2010, la société a fait l'acquisition de 250 millions de dollars de billets à taux variable de la province de l'Ontario venant à échéance le 19 novembre 2014 comme autre forme de liquidité visant à compléter ses facilités de crédit bancaires.

## ANALYSE DE LA CONJONCTURE ÉCONOMIQUE ACTUELLE

### Régime de retraite

Au cours des neuf premiers mois de l'exercice, l'actif au titre des prestations constituées inscrit à notre bilan a diminué de 48 millions de dollars pour s'établir à 376 millions de dollars. Nous avons versé des cotisations de 89 millions de dollars au régime de retraite et avons engagé des coûts nets au titre des prestations de 137 millions de dollars. Les cotisations pour 2010, 2011 et 2012 seront fondées sur une évaluation actuarielle établie en date du 31 décembre 2009, déposée en septembre de cette année. En fonction des facteurs actuels, nous prévoyons que nos cotisations au régime de retraite s'élèveront à environ 140 millions de dollars par année à compter de 2010, et qu'elles varieront quelque peu en 2011 et en 2012 suivant le niveau du salaire ouvrant droit à pension. Les cotisations qui seront versées en 2013 seront fondées sur une évaluation actuarielle en date du 31 décembre 2012, et dépendront des rendements futurs des placements, des changements apportés aux prestations ou des hypothèses actuarielles.

Notre régime de retraite a enregistré un rendement positif de 7,42 % au cours du troisième trimestre, ce qui a donné lieu à un rendement positif de 4,60 % pour les neuf premiers mois de l'exercice. Comme tel est le cas pour d'autres régimes de retraite, notre régime de retraite pourrait subir, pour le quatrième trimestre de l'exercice, les conséquences fâcheuses de l'incertitude économique actuelle et de la volatilité des marchés financiers, conséquences qui ont été ressenties au deuxième trimestre de l'exercice. Au 30 septembre 2010, notre fonds poursuit cependant sa reprise et enregistre des rendements positifs au troisième trimestre, donnant lieu à un rendement positif pour les neuf premiers mois de l'exercice.

La caisse de retraite a une vaste exposition du fait de ses placements sur les marchés des actions au Canada et à l'étranger, de même que sur les marchés des titres à revenu fixe. L'exposition totale de la caisse reflète l'éventail de ses titres détenus dans plusieurs secteurs d'activité ainsi qu'un portefeuille bien diversifié, conçu pour soutenir les objectifs à long terme.

Nous continuons à surveiller de près nos risques financiers, notamment le risque de crédit.

## ÉTAT D'AVANCEMENT DU PASSAGE AUX NORMES INTERNATIONALES D'INFORMATION FINANCIÈRE (« IFRS »)

Le 13 février 2008, le Conseil des normes comptables du Canada (le « CNCC ») a confirmé que les entités ayant une obligation publique de rendre des comptes seront tenues d'adopter les IFRS en remplacement des principes comptables généralement reconnus du Canada (les « PCGR ») aux fins de la présentation de l'information financière annuelle et intermédiaire des exercices ouverts à compter du 1er janvier 2011, les données à des fins de comparaison devant également être présentées en vertu des IFRS. Dans la perspective de cette décision, nous avons entrepris notre projet de conversion aux IFRS en 2007.

Notre projet comporte quatre étapes distinctes : diagnostic, conception et planification, élaboration de solutions et mise en œuvre. Nous avons franchi l'étape du diagnostic en 2008. Cette étape consistait en un repérage et en un examen poussés des principales différences entre les PCGR actuels et les IFRS dans tous les domaines, ce qui a permis de déterminer les domaines présentant les différences comptables les plus susceptibles d'avoir une incidence importante sur notre société.

En 2009, nous avons achevé l'étape de conception et de planification, ainsi que celle d'élaboration de solutions de notre projet, y compris le quasi-achèvement de l'analyse de tous les documents sur les conventions. Nous menons actuellement l'étape de la mise en œuvre, qui est la dernière du projet. Nous nous apprêtons, pour l'année prochaine, à examiner nos résultats comparatifs selon les IFRS. Parallèlement, nous élaborons des programmes de soutien aux processus comptables et administratifs dans l'éventualité où la comptabilisation des activités à tarifs réglementés devait être abandonnée. Nos équipes surveillent régulièrement nos progrès en vue de l'atteinte de jalons clés, ainsi que les nouveautés émanant de l'International

Accounting Standards Board (l'« IASB » ou le « Conseil ») et du CNCC, mettent leurs recommandations à jour et conçoivent des rapports financiers.

Nous poursuivons notre évaluation de l'incidence des IFRS actuelles et éventuelles sur toutes nos activités, y compris celles de nos filiales, ainsi que sur le système d'information à l'échelle de l'entreprise. Nous analysons en même temps l'incidence de ces changements sur les contrôles de communication de l'information et le contrôle interne à l'égard de l'information financière, les clauses restrictives imposées à l'égard de notre dette et les mesures de notre rendement. Nous communiquons régulièrement de manière officielle avec notre personnel. Nous avons réalisé plusieurs séances de formation destinées au personnel, et prévoyons tenir d'autres séances suivant l'évolution des normes.

***Conventions comptables***

En 2009, le Conseil sur la comptabilité dans le secteur public (le « CCSP ») et le personnel des Autorités canadiennes en valeurs mobilières (les « ACVM ») ont confirmé que les sociétés telles qu'Hydro One devront adopter les IFRS en 2011. Le 14 décembre 2009, le CCSP a rendu public un exposé-sondage dans lequel il propose d'éliminer la nécessité pour les organismes publics se conformant aux IFRS de mettre aussi en application certaines normes d'information financière additionnelles pour le secteur public, nommément le chapitre 3270 du *Manuel de comptabilité pour le secteur public*. La date d'entrée en vigueur des changements proposés est le 1er janvier 2011.

Les domaines présentant les différences comptables les plus susceptibles d'avoir une incidence importante sur notre société au moment de la conversion aux IFRS, déterminés au cours de l'étape du diagnostic, sont les actifs et les passifs à tarifs réglementés, les immobilisations corporelles, les paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés, les avantages sociaux futurs de même que l'adoption initiale des IFRS selon les dispositions de l'IFRS 1, « Première adoption des IFRS » (l'« IFRS 1 »). Le projet de l'IASB visant les activités à tarifs réglementés aura un effet sur les choix comptables qui pourront être faits dans tous ces domaines.

En décembre 2008, l'IASB a ajouté un projet visant les activités à tarifs réglementés à son ordre du jour. En juillet 2009, il a rendu public un exposé-sondage dans lequel il décrit les normes proposées pour la comptabilisation des activités à tarifs réglementés. L'exposé-sondage autorise la poursuite de la comptabilisation des actifs et passifs à tarifs réglementés au bilan. Il est proposé que les actifs et passifs à tarifs réglementés entrant dans le champ d'application soient constatés à la valeur actualisée nette des flux de trésorerie futurs prévus. L'exposé-sondage prévoit une exception aux exigences des autres normes IFRS en autorisant la capitalisation de coûts liés aux immobilisations corporelles et aux actifs incorporels, coûts qui seraient autrement non admissibles, en raison de leur inclusion dans la base. L'IASB a demandé aux intéressés de commenter l'exposé-sondage. Nous avons répondu à la demande de l'IASB, et acheminé nos commentaires le 24 novembre 2009. L'IASB a reçu environ 150 réponses à sa demande de commentaires, et les opinions exprimées variaient considérablement. Par conséquent, le personnel de l'IASB a retardé la présentation de son analyse des réponses reçues, qui était initialement prévue pour janvier, à la réunion de l'IASB de février. La présentation à l'IASB comprenait des options pour les prochaines étapes du projet.

Le Conseil a décidé de parachever l'allègement transitoire pour les entreprises qui appliqueront les IFRS pour la première fois. L'allègement transitoire envisagé offre une exemption facultative qui permet à une entreprise à tarifs réglementés qui adopte les normes IFRS pour la première fois d'utiliser la valeur comptable des immobilisations corporelles ou des actifs incorporels comme coût réputé à la date de transition lorsque la valeur comptable tient compte des coûts qui autrement ne pourraient être capitalisés. Le 6 mai 2010, l'IASB a publié l'omnibus Améliorations des IFRS, qui inclut la modification prévue à l'IFRS 1 applicable aux entités à tarifs réglementés. Nous prévoyons choisir cette exemption pour nos activités à tarifs réglementés.

L'IASB a demandé à son personnel de poursuivre ses recherches et ses analyses et de mettre l'accent sur l'enjeu principal, à savoir si les actifs et les passifs à tarifs réglementés existent selon le cadre actuel des IFRS et s'ils sont conformes aux autres normes. L'IASB s'est réuni deux fois, soit les 20 et 22 juillet 2010, afin d'examiner plus amplement les propositions du projet visant la comptabilité des activités à tarifs réglementés. L'IASB n'a pas pris de décision et a entrepris de poursuivre son analyse du projet et ses activités de sensibilisation. Par la suite, le CNCC s'est réuni le 23 juillet 2010 et a décidé de proposer une dispense provisoire pour les entités à tarifs réglementés en leur permettant de reporter leur date d'adoption des IFRS au 1er janvier 2013. Le CNCC a rendu public un exposé-sondage le 28 juillet 2010 auquel Hydro One a répondu. Le 10 septembre 2010, par suite d'autres délibérations, le CNCC a décidé de réduire la période de dispense permettant aux entités à tarifs réglementés de reporter leur date d'adoption des IFRS au 1er janvier 2012. Nous prévoyons nous prévaloir de l'option nous autorisant au report de un an. Le 16 septembre 2010, le Conseil s'est réuni afin de poursuivre les discussions à l'égard de son projet visant les activités à tarifs réglementés. L'IASB demeure divisé sur le traitement comptable des activités à tarifs réglementés, et il a décidé d'inclure, dans sa consultation publique, une demande d'opinions afin de recueillir des commentaires sur la forme que pourrait prendre, le cas échéant, le projet des IFRS à ce sujet. Les commentaires permettront à

l'IASB d'établir son ordre du jour futur. La forme que pourrait prendre le projet ainsi que son dénouement sont encore incertains en date des présentes. La réponse de la CEO est également incertaine en date des présentes.

Nous continuerons d'étudier les discussions de l'IASB sur le projet. Parallèlement, nous sommes à évaluer, avec nos vérificateurs externes, si certains de nos comptes réglementaires pourraient être comptabilisés ou non selon le cadre actuel des IFRS. Si la comptabilisation des actifs et des passifs à tarifs réglementés n'était pas permise et qu'il était déterminé qu'aucun de nos comptes réglementaires ne répondait au cadre actuel des IFRS, l'abandon donnerait lieu à une diminution nette d'environ 339 millions de dollars des bénéfices non répartis attribuable à la radiation des actifs et des passifs à tarifs réglementés au 31 décembre 2009. La comptabilité des activités à tarifs réglementés a une incidence sur le calendrier de comptabilisation des coûts, des produits, des gains et des pertes. Par conséquent, dans la mesure où nous ne serons pas en mesure de comptabiliser les actifs et les passifs à tarifs réglementés après l'adoption des IFRS en 2012, un changement dans le calendrier de la comptabilisation de ces montants pourrait avoir une incidence sur notre état des résultats.

*Immobilisations en cours et projet de mise en valeur*

Il existe une différence considérable entre les IFRS actuelles et les PCGR du Canada à l'égard des dépenses pouvant être capitalisées aux immobilisations en cours ainsi qu'aux programmes et aux projets de mise en valeur. Certaines dépenses liées à des immobilisations corporelles et des actifs incorporels ne peuvent être capitalisés aux termes des IFRS. En l'absence de comptabilisation des activités à tarifs réglementés, l'incidence estimative sur nos états financiers aurait été une réduction d'environ 275 millions de dollars des dépenses en immobilisations et une augmentation d'environ 275 millions de dollars des charges d'exploitation, d'entretien et d'administration si la société avait suivi cette méthode de comptabilisation en 2009.

*Avantages sociaux futurs*

Étant donné que le processus d'exposé-sondage sur la comptabilisation propre aux entreprises à tarifs réglementés n'est pas terminé, nous ne pouvons pas établir avec précision pour le moment si la poursuite de la comptabilisation des dépenses liées aux régimes de retraite parrainés par l'employeur selon la méthode de la comptabilité de caisse sera permise. Les actifs et les passifs à tarifs réglementés, soit l'écart cumulatif entre les cotisations patronales, comptabilisées selon la méthode de la comptabilité de caisse sous la supervision de l'organisme de réglementation, et les coûts de retraite qui seraient constatés selon la méthode de la comptabilité d'exercice aux termes des PCGR du Canada, pourraient ne pas répondre à la définition d'actifs ou de passifs selon les IFRS et, par conséquent, ils pourraient devoir être décomptabilisés à la date de passage aux IFRS. Parallèlement, nous évaluons les options qui s'offrent à nous au titre de la constatation des gains et des pertes non amortis cumulés associés aux avantages sociaux. Pour le moment, les options possibles pour la comptabilisation des montants découlant des régimes de retraite et des autres avantages sociaux comprennent l'imputation des gains et des pertes non amortis immédiatement au moment de l'adoption de l'IFRS 1 ou la constatation d'un ajustement rétrospectif de ces montants conformément à l'IAS 19, « Avantages du personnel ». Le choix que nous ferons dépendra de la conclusion de l'exposé-sondage sur les activités à tarifs réglementés. L'observation de l'IFRS 1 au 31 décembre 2009 aurait donné lieu à une variation de 852 millions de dollars des bénéfices non répartis.

En avril 2010, l'IASB a rendu public un exposé-sondage, « Régimes à prestations définies (Projet de modification d'IAS 19 *Avantages du personnel*) », comportant des implications importantes tant pour la présentation de la situation financière que pour celle des résultats. La comptabilisation différée des gains ou pertes actuariels serait éliminée, et toutes les variations de l'obligation au titre des prestations définies et de la juste valeur des actifs du régime seraient comptabilisées à l'état du résultat étendu au moment où elles surviennent. L'exposé-sondage propose également une nouvelle méthode de présentation selon laquelle les variations de l'obligation au titre des prestations définies et de la juste valeur des actifs du régime seraient subdivisées et présentées séparément en trois composantes, soit le coût des services, le coût financier et les réévaluations. Les composantes « coût des services » et « coût financier » seraient comptabilisées à l'état des résultats. La composante « réévaluations » représentant les gains et les pertes actuariels serait comptabilisée dans le résultat étendu. En ce qui a trait au calendrier révisé de l'IASB, la publication d'une norme définitive est prévue pour le premier trimestre de 2011, et elle ne prendrait pas effet avant 2013. La nouvelle norme comptable, une fois adoptée en 2013 ou subséquemment, occasionnera davantage de volatilité dans l'état du résultat étendu en raison de la constatation du montant intégral des écarts actuariels.

*Paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés*

Nous comptabilisons les actifs et les passifs d'impôts futurs conformément au chapitre 3465, « Impôts sur les bénéfices », du *Manuel de l'ICCA* (l'Institut Canadien des Comptables Agréés), lequel a été modifié le 1er janvier 2009 pour favoriser la convergence vers les IFRS. Nous avons ainsi établi qu'il ne devrait pas y avoir d'incidence notable pour cette catégorie d'opérations en fonction des résultats conditionnels des paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés. Si le projet est adopté tel quel, nous prévoyons continuer de comptabiliser les impôts selon la méthode de la comptabilité de caisse plutôt que selon la méthode axée sur le bilan dans le cas des activités à tarifs réglementés. En date des présentes, nous

prévoyons comptabiliser les écarts entre les éléments crédités et les éléments débités directement aux capitaux propres, aux instruments financiers de même qu'aux pertes fiscales et aux crédits d'impôt non utilisés. Si la comptabilisation des actifs et des passifs à tarifs réglementés n'était pas permise, l'incidence sur notre provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés serait constatée selon la méthode axée sur le bilan, et aucun compte réglementaire ne serait établi au titre des impôts devant être recouvrés au moyen des tarifs futurs. Par conséquent, au 31 décembre 2009, la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés aurait été moins élevée d'environ 46 millions de dollars, compte tenu de l'incidence d'une modification des taux d'imposition pratiquement en vigueur.

*Consultations de la CEO*

En mai 2008, la CEO a entrepris un processus de consultation visant à déterminer la nature de toute modification devant être apportée aux exigences réglementaires en matière de présentation de l'information du fait des IFRS. La CEO a tenu des séances de consultation publiques et une conférence s'adressant aux divers intervenants en mai 2009. Nous avons participé à toutes les occasions offertes au public d'échanger avec la CEO. Le 28 juillet 2009, la CEO a rendu publiques certaines opinions préliminaires sur les changements qui seront apportés aux exigences réglementaires en matière de présentation de l'information du fait des IFRS. Elle a entrepris la deuxième phase de son processus de consultation afin de modifier certains instruments de réglementation. Nous poursuivons notre évaluation de l'incidence des recommandations de la CEO à l'égard de la publication de l'information financière et d'autres sujets sur notre projet de conversion aux IFRS.

Le 24 février 2010, la CEO a publié une lettre aux distributeurs d'électricité et aux services publics de gaz naturel à tarifs réglementés autorisés afin de clarifier son avis publié en juillet portant sur la comptabilisation des coûts indirects dans le coût des nouveaux investissements en immobilisations à compter du 1er janvier 2011. La lettre de la CEO mentionne qu'elle exigerait la conformité aux exigences des IFRS, y compris aux exigences de l'IAS 16, « Immobilisations corporelles » (l'« IAS 16 »), comme elles s'appliquent aux entreprises à tarifs non réglementés; un traitement différent ne serait acceptable à des fins réglementaires que si la CEO l'autorisait. Nous continuons d'évaluer cette directive à la lumière de nos demandes de tarifs et la date de mise en œuvre révisée du CNCC.

Le 8 novembre 2010, la CEO a publié une modification apportée à un rapport traitant de sa politique et intitulé, *Passage aux normes internationales d'information financière*. Compte tenu de l'autorisation donnée par le CNCC aux entités à tarifs réglementées de pouvoir reporter la date d'adoption des IFRS au 1er janvier 2012, la CEO a modifié certaines prises de position énoncées dans le rapport afin de tenir compte de ce choix.

***Contrôle interne à l'égard de l'information financière et contrôles et procédures de communication de l'information***

Nous analysons continuellement l'incidence des modifications sur notre contrôle interne à l'égard de l'information financière et sur nos contrôles et procédures de communication de l'information dans le cadre de notre passage aux IFRS. Des contrôles supplémentaires à l'égard de la communication de l'information pourraient être nécessaires pour dans le cadre des activités entourant la première adoption et des contrôles internes supplémentaires pourraient être requis afin de mettre en œuvre les modifications de nos méthodes comptables et de répondre aux exigences continues des IFRS en matière de communication de l'information. Les changements requis à notre environnement de contrôle ne peuvent être déterminés tant que les choix de conventions ne seront pas définitifs.

Nous procédons à l'examen de notre documentation actuelle relative à nos contrôles et procédures de communication de l'information ainsi qu'à notre contrôle interne à l'égard de l'information financière afin de déterminer quels changements nous devrons y apporter au moment du passage aux IFRS. Nous avons classé chaque procédure de contrôle en fonction de son incidence (faible, moyenne ou élevée) selon l'appréciation actuelle du risque d'un changement important devant être apporté par suite de l'adoption des IFRS. Nous avons fini de classer ces procédures au quatrième trimestre de 2009. Nous avons terminé la mise à jour de la documentation touchant les processus à risques faible et moyen compte tenu de l'incidence de l'adoption des IFRS, notamment le processus de documentation et les matrices de risque et de contrôle, au cours du deuxième trimestre. La réalisation de notre analyse de la documentation de nos processus à risque élevé a été reportée en attente d'une décision de l'IASB concernant son projet portant sur la comptabilisation des entreprises à tarifs réglementés, étant donné l'incidence qu'il pourrait avoir sur ces processus. Compte tenu de l'incertitude de ce projet à l'heure actuelle, nous sommes à évaluer comment la comptabilité des activités à tarifs réglementés s'inscrit dans le cadre actuel des IFRS. Une fois que nous aurons déterminé l'incidence attribuable à l'absence de directives selon les IFRS à l'égard de la comptabilité des activités à tarifs réglementés, nous entreprendrons l'évaluation qu'elle aura sur nos processus à risque élevé. Lorsque notre documentation liée aux processus à risque élevé aura été mise à jour, nous commencerons les tests de cheminement de l'ensemble de nos processus révisés et de la documentation relative à nos contrôles pour les processus à faible et à moyen risque et ceux à risque élevé. À l'heure actuelle, nous estimons que le tout devrait être terminé à temps aux fins de la présentation selon les IFRS en 2012.

***Expertise en matière de communication de l'information financière***

La structure formelle de gouvernance du projet comprend un comité directeur composé de cadres dirigeants issus des fonctions finances, technologie de l'information, trésorerie et exploitation. Un compte rendu trimestriel ou plus fréquent, au besoin, de l'état d'avancement du projet est fait à la haute direction et au comité de vérification et des finances de notre conseil d'administration.

La formation du personnel clé des finances et de l'exploitation a débuté en 2007 et se poursuit depuis. Les membres du comité de vérification et des finances et de la haute direction ont également reçu de la formation portant sur les principales différences entre les PCGR du Canada et les IFRS et les incidences importantes que pourrait avoir la conversion aux IFRS sur nos états financiers. Les faits nouveaux relatifs aux IFRS leur sont communiqués à mesure qu'ils se produisent. Compte tenu du nombre important de ressources requises pour un projet d'une telle ampleur, nous avons fait appel à un expert-conseil externe qui nous épaulera au cours de notre projet de conversion aux IFRS, de l'étape de la planification à celle de la mise en œuvre.

Nous continuons à mettre au jour le comité de vérification et des finances et la haute direction des faits nouveaux à l'égard des IFRS et de leur incidence possible sur nos états financiers. Ces mises à jour sont signalées au moins tous les trois mois, et elles devraient se poursuivre jusqu'à notre passage aux IFRS en 2012. Au cours du troisième trimestre, nous avons continué à offrir de la formation aux membres du personnel clés des finances et de l'exploitation. En date des présentes, ils ont obtenu une formation sur plusieurs aspects importants, notamment les immobilisations corporelles, la comptabilité des comptes réglementaires, la comptabilisation des produits, les passifs, les prestations de retraite, les instruments financiers et, dernièrement, les impôts sur les bénéfices. Outre ces séances de formation sur des sujets particuliers, nous avons également tenu une session de formation portant sur la mise à jour au sujet de la communication de l'information financière. Au cours du prochain exercice, nous continuerons à offrir régulièrement des séances de mise à jour sur la communication de l'information financière selon les IFRS, la prochaine séance étant prévue pour le quatrième trimestre du présent exercice.

***Activités commerciales***

Nous devons nous conformer aux clauses restrictives qui sont généralement imposées à l'égard des dettes à long terme. Entre autres choses, les clauses restrictives de notre dette à long terme limitent notre dette permise exprimée en pourcentage de la structure du capital totale. Selon les conclusions des divers exposés-sondages portant sur les IFRS, nous pourrions apporter des modifications aux résultats qui pourraient avoir une incidence sur les clauses restrictives à l'égard de notre dette. Par exemple, les clauses restrictives pourraient être touchées par suite de la décomptabilisation des actifs et des passifs à tarifs réglementés, de la comptabilisation des dépenses liées aux régimes de retraite parrainés par l'employeur selon la méthode de la comptabilité d'exercice plutôt que selon la méthode de la comptabilité de caisse et du changement des coûts admissibles en regard des coûts non admissibles capitalisés à titre de coût des immobilisations construites par la société. Dans le cadre de notre projet de conversion aux IFRS, nous avons analysé l'incidence des modifications éventuelles de conventions comptables sur les clauses restrictives à l'égard de notre dette, et communiqué les scénarios possibles et les analyses des incidences à notre comité de vérification et des finances. Selon nos calculs, nous devrions demeurer conformes aux clauses restrictives à l'égard de notre dette. Nous avons cependant eu des rencontres avec nos institutions financières et modifié notre convention de crédit de manière à tenir compte de l'incidence possible des IFRS sur nos clauses restrictives. Nous avons modifié entre autres le calcul de notre ratio capitaux empruntés-capitaux investis pour certains éléments de manière à prendre en compte l'incidence des IFRS, afin que le ratio capitaux empruntés-capitaux investis corresponde à ce qu'il était avant l'adoption des IFRS. Le même ratio est utilisé pour soutenir la convention complémentaire conclue avec nos porteurs d'obligations. Selon nos calculs, la convention complémentaire n'avait pas été mise à jour à cette date, car nous estimions que nous demeurions dans les limites du seuil de notre ratio capitaux empruntés-capitaux investis compte tenu de l'information disponible à cette date. Nous avons continué à suivre de près l'incidence de l'adoption des IFRS sur les clauses restrictives à l'égard de notre dette à mesure que des faits nouveaux concernant les IFRS se produiront et compte tenu de nos choix de conventions définitifs aux termes des IFRS. Compte tenu du récent report du projet de l'IASB visant les activités à tarifs réglementés, nous avons l'intention d'en réévaluer l'incidence sur notre ratio capitaux empruntés-capitaux investis et d'identifier les prochaines étapes pertinentes.

***Systèmes de technologie de l'information (« TI »)***

Dans le cadre d'un projet d'amélioration du système à l'échelle de l'entreprise, nous avons remplacé bon nombre de nos principaux systèmes financiers en 2008 et en 2009. Pour s'assurer que les exigences futures des IFRS seront respectées, des membres d'équipe rattachés à la structure de gouvernance de notre projet IFRS ont été jumelés à la nouvelle équipe responsable de l'instauration du réseau à l'échelle de l'entreprise. Parallèlement, les membres de l'équipe responsables du passage aux IFRS ont participé à la conception de notre nouveau système à l'échelle de l'entreprise. L'incidence de la TI a été déterminée et évaluée au cours des étapes du diagnostic, de la conception et de la planification de notre projet IFRS et a

été intégrée à l'étape de l'élaboration de solutions du projet. À titre d'exemple, le nouveau système a été configuré de façon à faire le suivi de l'amortissement au niveau de la composante, selon la vie utile de l'actif, tel qu'il est présentement requis par l'IAS 16. Le nouveau système a également été configuré pour faire le suivi des coûts admissibles en regard des coûts non admissibles aux fins de la capitalisation en vertu de l'IAS 16. Puisque la comptabilisation des entreprises à tarifs réglementés est toujours incertaine dans le projet actuel de l'IASB, le système a été conçu pour offrir un maximum de flexibilité. Compte tenu de la récente décision du CNCC de reporter l'adoption des IFRS, nous apportons à l'heure actuelle les modifications requises de manière à continuer à présenter notre information selon les PCGR du Canada jusqu'au 1er janvier 2012. La mise à jour de nos systèmes est sur la bonne voie afin que nous puissions présenter notre information selon les IFRS à compter du 1er janvier 2012, avec données comparatives.

## CONTRÔLES DE COMMUNICATION DE L'INFORMATION ET CONTRÔLE INTERNE À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

En 2008, nous avons entrepris la migration de nos principaux systèmes financiers vers une plateforme SAP à l'échelle de la société dans le cadre du projet de remplacement et de mise à niveau des systèmes d'information mené dans l'ensemble de l'entreprise. Une structure officielle de gouvernance de projet a été mise en place dans le but de garantir une migration efficace des systèmes de technologie de l'information et des procédés administratifs. La structure de gouvernance prévoit un comité de direction composé de cadres dirigeants qui relèvent de la haute direction et du comité de transformation opérationnelle du conseil d'administration.

En 2008, nous avons mené à bien la première étape de mise en œuvre des modules de chaîne logistique, de gestion de l'actif et de gestion des travaux de SAP. En 2009, nous avons mis en place divers modules SAP liés aux finances, aux ressources humaines, au service de la paie et à la gestion des placements. L'outil décisionnel de veille stratégique en matière d'entreposage de données d'entreprise a été également mis en place. Ces activités de mise en œuvre comprenaient de nouveaux contrôles internes à l'égard de l'information financière et le remplacement d'autres contrôles de l'ancien système. Nous avons mis à jour la documentation sur nos processus et nous avons testé la conception et l'efficacité des contrôles.

Conformément aux exigences du Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs, nos dirigeants responsables de l'attestation ont examiné les états financiers consolidés de la période intermédiaire terminée le 30 septembre 2010 ainsi que les autres informations financières incluses dans les documents trimestriels que nous déposons auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières. Ces dirigeants ont attesté que nos contrôles et procédures de communication de l'information ont été conçus pour fournir l'assurance raisonnable que toutes les informations importantes concernant nos activités sont communiquées au sein de notre entreprise. De plus, nos dirigeants responsables de l'attestation ont également attesté que le contrôle interne à l'égard de l'information financière a été conçu pour fournir une assurance raisonnable concernant la fiabilité de l'information financière et la préparation des états financiers.

## FAITS NOUVEAUX

***Plan à long terme en matière d'énergie***

Le gouvernement de l'Ontario (le « gouvernement ») a annoncé en septembre 2010 qu'il prévoyait mettre à jour le plan à long terme en matière d'énergie de l'Ontario et a demandé aux Ontariens de donner leur avis sur ce projet. Une fois que le plan à long terme en matière d'énergie sera à jour, nous réévaluerons notre programme de dépenses en immobilisations.

***Politique portant sur la planification de la mise en œuvre des projets de transport***

La CEO a publié un document d'orientation le 26 août 2010, *Framework for Transmission Project Development Plans*, qui prévoit un processus de soumissions concurrentielles pour les projets d'installations, d'implantation et d'expansion de réseaux. Ce document décrit comment se déroulera la planification de projets d'aménagement à la lumière des processus existants de la CEO visant les transporteurs autorisés.

***Cadre réglementaire renouvelé visant le secteur de l'électricité***

Le 27 octobre 2010, la CEO a annoncé qu'elle renouvelait son cadre réglementaire afin de rendre compte de l'importance des investissements futurs destinés au réseau. Ce cadre réglementaire renouvelé sera élaboré selon trois mesures stratégiques. D'abord, la CEO réexaminera sa méthode de planification des investissements destinés au réseau par les transporteurs et les distributeurs, notamment par une analyse des moyens d'inciter les distributeurs et les transporteurs de prévoir leurs

investissements en gardant à l'esprit l'incidence globale sur la facture. Ensuite, elle passera en revue sa politique en matière de réduction des tarifs en examinant d'autres approches et d'autres traitements des tarifs qui atténueraient l'incidence des hausses de tarifs ou de factures sur les consommateurs. Pour terminer, la CEO passera en revue sa politique actuelle en matière de tarification pour s'assurer qu'elle continue à faciliter la mise en œuvre efficiente et rentable des plans qu'elle approuve. Parallèlement à l'élaboration de ces trois mesures stratégiques, la CEO a prolongé le programme portant sur le mécanisme de tarification par incitatifs de troisième génération.

***État d'avancement des demandes de tarifs***

L'audience verbale visant la demande de tarifs de transport pour 2011 et 2012 de notre filiale Hydro One Network Inc. s'est terminée le 7 octobre 2010. La CEO devrait rendre sa décision en janvier 2011. Cette requête vise à faire approuver des besoins en matière de produits d'environ 1 446 millions de dollars et 1 547 millions de dollars respectivement pour 2010 et 2011, ce qui représente une hausse de tarifs respectivement de 15,7 % et de 9,8 %, soit une augmentation de 1,2 % et de 0,7 % de la facture moyenne mensuelle d'un abonné.

Le 30 juin 2010, notre filiale, Hydro One Brampton Inc. (« Hydro One Brampton »), a déposé une demande de tarifs pour 2011. Le 2 septembre 2010, Hydro One Brampton a requis une modification à sa demande afin de rendre compte de la décision du CNCC de reporter la date d'adoption des IFRS pour les entités à tarifs réglementés au 1er janvier 2012 et de l'annonce du Régime de retraite des employés municipaux de l'Ontario visant des hausses de primes aux régimes de retraite pour 2011. Dans le cadre de cette nouvelle requête, nous demandons l'approbation des besoins en matière de produits d'environ 63 millions de dollars. Combinée à l'incidence des tarifs provisoires, cette hausse représente une augmentation approximative des tarifs d'environ 7,5 %, ou une augmentation de 2,3 % de la facture moyenne d'un abonné. Une audience verbale est prévue pour décembre et une décision devrait être rendue au début de 2011.

Le 15 octobre 2010, notre filiale, Hydro One Remote Communities, a déposé sa demande de tarifs de distribution pour 2011 conformément au mécanisme de tarification par incitatifs de troisième génération de la CEO. Dans le cadre de cette requête, nous demandons à la CEO d'approuver une hausse des tarifs d'environ 0,4 %. Une décision est prévue en mars 2011.

***Demande d'exemption à l'égard du Code des réseaux de distribution***

Le 30 juin 2010, Hydro One Nerwoks Inc. a déposé une demande auprès de la CEO en vue d'être exemptée de certains projets de production distribuée, particulièrement certaines sections du Code des réseaux de distribution portant sur les responsabilités des coûts des producteurs d'électricité. Une audience verbale a eu lieu le 6 octobre 2010. Aucune décision n'a encore été rendue.

***Code CGD pour les distributeurs d'électricité***

Le 16 septembre 2010, la CEO a publié le code en matière de conservation et de gestion de la demande des distributeurs d'électricité. Le nouveau code clarifie la stratégie en matière de conservation et de gestion de la demande, les obligations d'information annuelles, le traitement comptable et les paiements incitatifs axés sur le rendement. Le traitement des pertes de produits attribuables aux programmes en matière de conservation et de gestion de la demande sera établi par la CEO puis communiqué aux distributeurs. Le 1er novembre 2010, conformément au code, nous avons soumis notre stratégie en matière de conservation et de gestion de la demande, précisant comment nous projetions atteindre nos objectifs obligatoires. La CEO examinera la stratégie afin de s'assurer qu'elle est conforme au code CGD.

***Émissions de titres de créance***

Le 13 septembre 2010, nous avons émis 250 millions de dollars de billets à un taux d'intérêt nominal de 2,95 % échéant le 11 septembre 2015. Le 13 septembre 2010, nous avons également émis un autre placement de billets totalisant 250 millions de dollars à un taux d'intérêt nominal de 5,00 % échéant le 19 octobre 2046, initialement émis le 19 octobre 2006. L'encours total de la dette liée à ce placement s'élève désormais à 325 millions de dollars.

## PRINCIPALES INFORMATIONS FINANCIÈRES ET RATIOS

| *(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)* | Trimestres terminés les 30 septembre 2010 | Trimestres terminés les 30 septembre 2009 | Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre 2010 | Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre 2009 |
|---|---|---|---|---|
| Bénéfice net | 218 | 100 | 492 | 359 |
| Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation | 414 | 285 | 958 | 658 |
| Dépenses en immobilisations | 401 | 400 | 1 106 | 1 119 |
| Résultat de base et dilué par action ordinaire *(en dollars canadiens)* | 2 134 | 949 | 4 790 | 3 454 |
| Ratio de couverture par le bénéfice[1] | | | 2,45 | 2,36 |
| Ratio de couverture de la dette à long terme par l'actif net[2] | | | 1,74 | 1,79 |
| Total de la dette sur la structure du capital[3] | | | 58 % | 56 % |

[1] Le ratio de couverture par le bénéfice a été présenté respectivement pour les douze mois terminés les 30 septembre 2010 et 2009, et représente la somme du bénéfice net, de la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés et des charges de financement, divisée par la somme des charges de financement, des intérêts capitalisés et des dividendes cumulatifs sur actions privilégiées.

[2] Le ratio de couverture de la dette à long terme par l'actif net a été présenté en date du 30 septembre 2010 et du 31 décembre 2009, et a été calculé comme le total de l'actif moins le total du passif, exclusion faite de la dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins de un an), divisé par la dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins de un an).

[3] Le total de la dette sur la structure du capital a été présenté en date du 30 septembre 2010 et du 31 décembre 2009 et il correspond au total de la dette, divisé par le total de la dette plus le total des capitaux propres.

## ÉNONCÉS ET AUTRES RENSEIGNEMENTS DE NATURE PROSPECTIVE

Nos communications verbales et écrites au public, y compris le présent document, contiennent souvent des énoncés prospectifs qui sont fondés sur les prévisions, estimations et projections actuelles à l'égard des activités de notre société et du secteur dans lequel cette dernière évolue, et elles incluent des points de vue et des hypothèses formulées par la direction de notre société. Ces énoncés comprennent notamment ce qui suit : les attentes à l'égard des produits d'exploitation et du bénéfice liés à l'énergie, les attentes concernant les progrès du cadre d'origine législatif et réglementaire et du cadre d'exploitation à l'égard du transport et de la distribution de l'électricité en Ontario, y compris les modifications apportées aux codes, les énoncés relatifs à de nouveaux codes et l'incidence des nouvelles directives réglementaires ainsi que des décisions de la CEO et d'autres organismes de réglementation, les énoncés liés l'état d'avancement de nos demandes de tarifs et les changements de tarifs, notamment les estimations au titre de l'augmentation des tarifs et l'incidence prévue sur la facturation moyenne du consommateur les énoncés relatifs à notre situation de trésorerie et à nos sources de financement futures, les attentes à l'égard de nos activités de financement, y compris notre cote de solvabilité à long terme cible, les énoncés liés à l'augmentation de notre nouvelle facilité de crédit, les énoncés visant les résultats de nos projets et programmes continus et prévus et leur date d'achèvement, les énoncés visant les dépenses en immobilisations futures, nos budgets et nos plans d'investissement, les énoncés relatifs aux compteurs intelligents, au mode de tarification fondé sur la période d'utilisation et au réseau intelligent qui leur est associé, les énoncés visant les obligations contractuelles et autres engagements commerciaux, les énoncés concernant les cotisations de retraite futures et notre régime de retraite et les énoncés concernant les IFRS, l'IASB, le CNCC, le passage aux IFRS, les mesures prévues et l'effet de l'abandon de la comptabilité des activités à tarifs réglementés. Les termes et expressions « s'attendre à », « prévoir », « avoir l'intention de », « tenter », « pouvoir », « projeter », « croire », « s'efforcer », « estimer », « viser », « objectif », « cible » et leurs variantes et autres expressions similaires ainsi que des verbes au futur et au conditionnel servent à signaler ces énoncés prospectifs. Ces énoncés ne sont aucunement une garantie du rendement futur et font intervenir des hypothèses, des risques et des incertitudes qu'il est difficile de prédire. Par conséquent, les résultats réels pourraient différer de façon importante de ceux qu'expriment, sous-entendent ou laissent prévoir ces énoncés prospectifs. Nous n'avons pas l'intention de mettre à jour ces énoncés prospectifs et, sauf si la loi nous y contraint, nous nous dégageons de toute obligation de le faire.

Ces énoncés prospectifs sont fondés sur divers facteurs et hypothèses, notamment les suivants : l'absence de changements imprévus du régime législatif et du contexte d'exploitation se rapportant au marché ontarien de l'électricité, l'absence de décision défavorable de la CEO et d'autres organismes de réglementation sur les demandes en cours, l'absence de changements imprévus des ordonnances tarifaires ou des structures tarifaires applicables à nos activités de distribution et de transport, la stabilité de l'environnement réglementaire, la préparation de plans d'affaires, des chiffres correspondants, de documents réglementaires et d'un programme de dépenses en immobilisations futures en supposant que la comptabilité des activités à tarifs réglementés se poursuivra selon les IFRS et l'absence de tout événement important survenant hors du cours normal des activités. Ces hypothèses reposent sur l'information dont nous disposons actuellement, y compris de l'information

obtenue auprès d'analystes de l'industrie. Les résultats réels pourraient différer de façon importante de ceux que laissent prévoir ces énoncés prospectifs. Bien que nous ignorions les répercussions que pourraient avoir ces différences éventuelles, celles-ci pourraient avoir une incidence défavorable importante sur nos activités, nos résultats d'exploitation, notre situation financière et la stabilité de notre crédit. Les facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats réels diffèrent de façon importante de ceux qu'expriment ou laissent entendre ces énoncés prospectifs sont notamment les suivants :

- les risques associés au fait que nous sommes régis par la province;
- l'incidence de la conclusion finale de l'exposé-sondage sur la comptabilisation des activités à tarifs réglementés;
- les discussions continues tenues avec l'OEO visant les besoins du projet de transport, les besoins et les priorités en matière de sources de production d'électricité;
- l'incidence du plan à long terme en matière d'énergie du gouvernement de l'Ontario sur notre programme d'immobilisations;
- l'opposition aux projets prévus et les délais dans l'obtention des approbations ou la conclusion des ententes nécessaires à ceux-ci, ou leur refus;
- les résultats des décisions réglementaires concernant nos besoins en matière de produits, le recouvrement des coûts et les tarifs;
- les rendements futurs des placements, les variations des prestations ou les hypothèses actuarielles;
- les risques liés à l'incertitude de la conjoncture économique et de la volatilité sur les marchés des capitaux;
- le risque que des approbations déjà obtenues puissent par la suite être remises en question, portées en appel ou retirées;
- l'incidence de la Loi sur l'énergie verte sur notre société, ainsi que des coûts et des charges en découlant.

Le lecteur est prié de noter que la liste des facteurs susmentionnés n'est pas exhaustive. Il est traité plus en détail de certaines de ces questions et d'autres facteurs sous la rubrique « Gestion des risques et facteurs de risque » du rapport de gestion de 2009. Il convient de lire cette rubrique avec attention.

Le présent rapport de gestion est daté du 11 novembre 2010. Le lecteur peut consulter un supplément d'information sur notre société, y compris notre notice annuelle, dans le site Web de SEDAR, à l'adresse www.sedar.com

HYDRO ONE INC.

## ÉTATS CONSOLIDÉS DES RÉSULTATS ET DU RÉSULTAT ÉTENDU (non vérifié)

| *(en millions de dollars canadiens)* | Trimestres terminés les 30 septembre 2010 | 2009 | Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre 2010 | 2009 |
|---|---|---|---|---|
| **Produits** | | | | |
| Transport | 376 | 296 | 1 002 | 869 |
| Distribution | 970 | 831 | 2 795 | 2 620 |
| Divers | 14 | 17 | 47 | 48 |
| | 1 360 | 1 144 | 3 844 | 3 537 |
| **Charges** | | | | |
| Achats d'électricité | 638 | 547 | 1 835 | 1 731 |
| Exploitation, entretien et administration | 253 | 267 | 777 | 791 |
| Amortissement | 150 | 139 | 433 | 392 |
| | 1 041 | 953 | 3 045 | 2 914 |
| **Bénéfice avant les charges de financement et la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés** | 319 | 191 | 799 | 623 |
| Charges de financement *(note 6)* | 82 | 79 | 255 | 225 |
| **Bénéfice avant la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés** | 237 | 112 | 544 | 398 |
| Provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés *(note 11)* | 19 | 12 | 52 | 39 |
| **Bénéfice net** | 218 | 100 | 492 | 359 |
| Autres éléments du résultat étendu | – | – | – | – |
| **Résultat étendu** | 218 | 100 | 492 | 359 |
| **Bénéfice de base et dilué par action ordinaire** *(en dollars canadiens)* | 2 134 | 949 | 4 790 | 3 454 |

## ÉTATS CONSOLIDÉS DES BÉNÉFICES NON RÉPARTIS (non vérifié)

| *(en millions de dollars canadiens)* | Trimestres terminés les 30 septembre 2010 | 2009 | Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre 2010 | 2009 |
|---|---|---|---|---|
| **Bénéfices non répartis au début de la période** | 2 046 | 1 633 | 1 791 | 1 497 |
| Modification de convention comptable portant sur la constatation des actifs et des passifs d'impôts futurs *(note 2)* | – | – | – | 12 |
| Bénéfice net | 218 | 100 | 492 | 359 |
| Dividendes *(note 3)* | (4) | (26) | (23) | (161) |
| **Bénéfices non répartis à la fin de la période** | 2 260 | 1 707 | 2 260 | 1 707 |

## ÉTATS CONSOLIDÉS DU CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU (non vérifié)

| *(en millions de dollars canadiens)* | Trimestres terminés les 30 septembre 2010 | 2009 | Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre 2010 | 2009 |
|---|---|---|---|---|
| **Cumul des autres éléments du résultat étendu au début de la période** | (10) | (10) | (10) | (10) |
| Autres éléments du résultat étendu | – | – | – | – |
| **Cumul des autres éléments du résultat étendu à la fin de la période** | (10) | (10) | (10) | (10) |

## HYDRO ONE INC.
## ÉTATS CONSOLIDÉS DES RÉSULTATS ET DU RÉSULTAT ÉTENDU (non vérifié)

*Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.*

| *(en millions de dollars canadiens)* | 30 septembre 2010 | 31 décembre 2009 |
|---|---|---|
| **Actif** | | |
| Actifs à court terme | | |
| Placements à court terme | 656 | – |
| Débiteurs (déduction faite de la provision pour créances douteuses) | 856 | 843 |
| Actifs réglementaires | 62 | 72 |
| Matières et fournitures | 21 | 21 |
| Actifs d'impôts futurs | 23 | 21 |
| Autres | 16 | 16 |
| | 1 634 | 973 |
| Immobilisations corporelles | | |
| Immobilisations corporelles en service | 19 094 | 18 407 |
| Déduire l'amortissement cumulé | 7 130 | 6 815 |
| | 11 964 | 11 592 |
| Immobilisations en cours | 1 624 | 1 256 |
| Terrains, composantes et pièces de rechange destinés à une utilisation future | 138 | 150 |
| | 13 726 | 12 998 |
| Autres actifs à long terme | | |
| Actifs réglementaires *(note 11)* | 1 002 | 858 |
| Actif au titre des prestations constituées | 376 | 424 |
| Actifs incorporels (déduction faite de l'amortissement cumulé) | 196 | 218 |
| Écart d'acquisition | 133 | 133 |
| Actifs d'impôts futurs | 19 | 18 |
| Autres actifs | 19 | 13 |
| Placement à long terme *(note 4)* | 249 | – |
| | 1 994 | 1 664 |
| **Total de l'actif** | 17 354 | 15 635 |

*Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.*

**HYDRO ONE INC.**
**BILANS CONSOLIDÉS (non vérifié) (suite)**

| *(en millions de dollars canadiens)* | 30 septembre 2010 | 31 décembre 2009 |
|---|---|---|
| **Passif** | | |
| Passifs à court terme | | |
| Dette bancaire | 27 | 26 |
| Créditeurs et charges à payer | 847 | 800 |
| Passifs réglementaires *(note 5)* | 83 | 100 |
| Intérêts courus | 125 | 74 |
| Billets à court terme à payer | – | 55 |
| Tranche échéant à moins de un an de la dette à long terme *(note 6)* | 450 | 600 |
| | 1 532 | 1 655 |
| Dette à long terme *(note 6)* | 7 537 | 6 281 |
| Autres passifs à long terme | | |
| Avantages sociaux futurs autres que les prestations de retraite | 974 | 940 |
| Passifs réglementaires *(note 5)* | 443 | 489 |
| Passifs d'impôts futurs *(note 11)* | 678 | 533 |
| Passifs environnementaux | 290 | 303 |
| Créditeurs et autres passifs à long terme | 13 | 16 |
| | 2 398 | 2 281 |
| **Total du passif** | 11 467 | 10 217 |
| **Capitaux propres** | | |
| Actions privilégiées (autorisées : nombre illimité; émises : 12 920 000) | 323 | 323 |
| Actions ordinaires (autorisées : nombre illimité; émises : 100 000) | 3 314 | 3 314 |
| Bénéfices non répartis | 2 260 | 1 791 |
| Cumul des autres éléments du résultat étendu | (10) | (10) |
| **Total des capitaux propres** | 5 887 | 5 418 |
| **Total du passif et des capitaux propres** | 17 354 | 15 635 |

*Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.*

**HYDRO ONE INC.**
**ÉTATS CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE (non vérifié)**

| *(en millions de dollars canadiens)* | Trimestres terminés les 30 septembre 2010 | 2009 | Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre 2010 | 2009 |
|---|---|---|---|---|
| **Activités d'exploitation** | | | | |
| Bénéfice net | 218 | 100 | 492 | 359 |
| Dépenses liées à l'environnement | (5) | (4) | (13) | (7) |
| Ajustements au titre des éléments sans effet sur la trésorerie : | | | | |
| Amortissement (excluant les coûts de retrait) | 130 | 124 | 387 | 355 |
| Compte d'écarts liés au règlement de détail | (11) | – | 11 | (3) |
| Charge à des fins particulières *(note 5)* | 3 | – | (7) | – |
| Compte de remboursement des passifs réglementaires | (7) | (7) | (21) | (17) |
| Impôts futurs | 2 | 3 | 15 | 8 |
| Compteurs intelligents | (2) | – | (13) | (1) |
| Compte réglementaire découlant de l'avenant 6 *(note 5)* | (4) | (5) | (7) | (20) |
| Autres comptes d'actifs et de passifs réglementaires | (10) | 5 | (9) | 9 |
| Amortissement des charges de financement | (1) | – | 1 | – |
| Compte d'écarts lié à la protection des tarifs aux consommateurs situés en milieu rural ou en région éloignée | 7 | 2 | 15 | (7) |
| | 320 | 218 | 851 | 676 |
| Variations des soldes hors trésorerie liés à l'exploitation | 94 | 67 | 107 | (18) |
| **Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation** | 414 | 285 | 958 | 658 |
| **Activités de financement** | | | | |
| Émission de titres de créance à long terme | 500 | 300 | 1 500 | 900 |
| Remboursement sur la dette à long terme | – | – | (400) | (400) |
| Billets à court terme à payer | – | (165) | (55) | 60 |
| Dividendes versés | (4) | (26) | (23) | (161) |
| Autres | – | (2) | – | 3 |
| **Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement** | 496 | 107 | 1 022 | 402 |
| **Activités d'investissement** | | | | |
| Dépenses en immobilisations | | | | |
| Immobilisations corporelles | (401) | (373) | (1 097) | (1 039) |
| Actifs incorporels | – | (27) | (9) | (80) |
| | (401) | (400) | (1 106) | (1 119) |
| Placement à long terme | – | – | (250) | – |
| Autres actifs | 12 | 2 | 31 | 17 |
| **Sorties nettes liées aux activités d'investissement** | (389) | (398) | (1 325) | (1 102) |
| **Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie** | 521 | (6) | 655 | (42) |
| Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période *(note 8)* | 108 | (20) | (26) | 16 |
| **Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période** | 629 | (26) | 629 | (26) |

*Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.*

## 1. RÈGLES DE PRÉSENTATION

Les présents états financiers consolidés intermédiaires ne sont pas conformes à tous les égards aux obligations d'information énoncées dans les principes comptables généralement reconnus du Canada pour les états financiers annuels et doivent, par conséquent, être lus à la lumière des états financiers consolidés annuels de Hydro One Inc. (« Hydro One » ou la « société ») de l'exercice terminé le 31 décembre 2009, qui contiennent des renseignements nécessaires ou utiles pour comprendre les activités de la société et la présentation de ses états financiers. Plus particulièrement, les principales conventions et pratiques comptables de la société sont présentées à la note 2 afférente aux états financiers consolidés annuels, et elles ont été appliquées de façon uniforme dans le cadre de la préparation des présents états financiers consolidés intermédiaires.

La demande d'électricité suit généralement les variations climatiques normales et, par conséquent, les produits d'exploitation liés à l'énergie de la société, toutes choses étant égales par ailleurs, auront tendance à être plus élevés aux premier et troisième trimestres qu'aux deuxième et quatrième trimestres.

## 2. MODIFICATIONS COMPTABLES

***Modification de convention comptable — impôts sur le bénéfice***

Avec prise d'effet le 1er janvier 2009, la société a adopté les modifications de l'Institut Canadien des Comptables Agréés (l'« ICCA ») apportées au chapitre 3465, « Impôts sur les bénéfices » et au chapitre 1100, « Principes comptables généralement reconnus » du *Manuel de l'ICCA*. Ces chapitres modifiés établissent de nouvelles normes de constatation, de mesure, de présentation et d'information applicables aux actifs et aux passifs d'impôts futurs d'entreprises à tarifs réglementés.

Dans le cas des opérations et des événements qui donnent lieu à des écarts temporaires entre la valeur fiscale et la valeur comptable des actifs et des passifs, l'adoption de ces chapitres modifiés oblige la constatation d'actifs et de passifs d'impôts futurs, et de ce fait, la constatation de passifs et d'actifs réglementaires. Les écarts temporaires ont principalement trait à l'excédent de la déduction pour amortissement sur l'amortissement comptable et aux avantages sociaux futurs autres que les prestations de retraite.

Du fait de l'adoption de ces normes modifiées, le 1er janvier 2009, la société a constaté des actifs d'impôts futurs à court terme de 20 millions de dollars, des actifs d'impôts futurs à long terme de 12 millions de dollars et des passifs d'impôts futurs à long terme de 503 millions de dollars. La société a également constaté des passifs réglementaires à court terme correspondants de 29 millions de dollars, des passifs réglementaires à long terme de 14 millions de dollars et des actifs réglementaires à long terme de 526 millions de dollars. Un ajustement de 12 millions de dollars a été apporté aux bénéfices non répartis en date du 1er janvier 2009 pour tenir compte de l'incidence cumulative sur le bénéfice des actifs et des passifs d'impôts futurs au 31 décembre 2008 qui ne sont pas pris en compte dans le processus d'établissement des tarifs.

## 3. DIVIDENDES

Au cours du trimestre terminé le 30 septembre 2010, la société a déclaré des dividendes sur actions privilégiées de 4 millions de dollars (4 millions de dollars en 2009) et des dividendes sur actions ordinaires de néant (22 millions de dollars en 2009). Au cours de la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010, la société a déclaré des dividendes sur actions privilégiées de 13 millions de dollars (13 millions de dollars en 2009) et des dividendes sur actions ordinaires de 10 millions de dollars (148 millions de dollars en 2009).

## 4. PLACEMENT À LONG TERME

Le 22 janvier 2010, Hydro One a acquis 250 millions de dollars de billets à taux variable de la province de l'Ontario, échéant le 19 novembre 2014 comme autre forme de liquidité visant à compléter ses facilités de crédit bancaires. La société a classé ce placement comme étant détenu à des fins de transaction et, de ce fait, elle l'a comptabilisé à la juste valeur au bilan consolidé.

## 5. ÉTABLISSEMENT DES TARIFS

***Décision relative aux tarifs de distribution de Hydro One Networks Inc. (« Hydro One Networks »)***

Le 9 avril 2010, la CEO a rendu une décision portant sur la demande de tarifs faite par Hydro One Networks relativement à ses activités de distribution. À la suite de cette décision, la CEO a publié une ordonnance tarifaire définitive approuvant des besoins en matière de produits de 1 146 millions de dollars pour 2010, soit une hausse d'environ 9,3 % des tarifs. La proposition relative aux besoins en matière de produits de 1 236 millions de dollars pour 2011 sera fixée une fois que le *Consensus Forecast* de septembre 2010 sera publié, date à laquelle le taux de rendement sur les capitaux propres de 2011 fera l'objet de prévisions. Dans le cadre de sa décision, la CEO a également approuvé certains soldes de comptes de report liés à la distribution soumis par Hydro One dans sa demande, notamment des comptes d'écarts liés au règlement de détail, le compte de recouvrement d'actif réglementaire I, des comptes d'écarts liés au coût au détail et des compteurs intelligents. Elle a ordonné que les soldes approuvés soient regroupés dans un seul compte réglementaire découlant de l'avenant 6 à recouvrer sur une période de 18 mois, allant du 1er mai 2010 au 31 décembre 2011. La CEO a également demandé que des comptes de report soient établis pour le suivi des écarts entre les produits constatés découlant des dépenses engagées au titre du programme d'énergie verte et les sommes réellement recouvrées aux termes de l'avenant approuvé. Par ailleurs, la CEO a donné son aval au compte de report dans lequel sera comptabilisée l'incidence des exigences en matière de produits de l'harmonisation de la taxe de vente provinciale (la « TVP ») et de la taxe sur les produits et services avec prise d'effet le 1er juillet 2010. Toute économie de TVP estimative réalisée sur les tarifs approuvés sera reportée afin d'être utilisée dans le cadre de futures demandes tarifaires.

Dans sa décision, la CEO exige également que Hydro One Networks fasse un suivi de la valeur en dollars des écarts entre les pertes de lignes approuvées recouvrées au moyen des tarifs et les pertes de lignes réelles, depuis le 1er janvier 2010. Elle a également demandé à Hydro One Networks de présenter cette analyse lors de sa prochaine demande liée aux coûts de prestation de service afin d'examiner la question de manière plus approfondie.

En outre, la CEO a demandé à Hydro One Networks de déterminer l'incidence des programmes de conservation et de gestion de la demande sur le régime prévu et que la société prépare une analyse précise du comparatif entre les réductions réelles de volume liées à la conservation et à la gestion de la demande et les réductions prévues.

À l'heure actuelle, aucun montant n'a été comptabilisé au titre des pertes de lignes de distribution ni de la conservation et de la gestion de la demande. La direction continuera d'étudier les résultats de l'analyse de ces domaines pour déterminer s'il est nécessaire d'inscrire un passif réglementaire à ce titre.

***Charge à des fins particulières***

Le 9 avril 2010, la CEO a envoyé une lettre à tous les distributeurs d'électricité concernant l'imposition d'une charge à des fins particulières prescrite par le paragraphe 26.1 de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*. Cette charge a été établie pour permettre le recouvrement des dépenses engagées par le ministère de l'Énergie et de l'Infrastructure au titre de ses programmes de conservation de l'énergie et de ses programmes d'énergie renouvelable.

En plus de la lettre de la CEO, le ministère de l'Énergie et de l'Infrastructure a fixé le montant imposé à Hydro One au titre de la charge à des fins particulières à 11 millions de dollars. Ce montant a été comptabilisé dans un compte d'écarts établi par la CEO. Ce compte enregistre tous les écarts entre les montants versés au titre de l'imposition de la charge à des fins particulières et les montants cumulés recouvrés auprès des abonnés au titre de cette imposition. Le recouvrement auprès des abonnés à l'égard des montants versés au titre de cette imposition a débuté le 1er mai 2010, et s'effectue en fonction du volume.

## 6. DETTE À LONG TERME

Au cours de la période de neuf mois terminé le 30 septembre 2010, Hydro One a émis des billets supplémentaires dans le cadre de son programme de billets à moyen terme.

La première émission, le 22 janvier 2010, a consisté en un placement supplémentaire de billets à 3,13 % d'un montant en capital de 500 millions de dollars. Les billets échoient le 19 novembre 2014 et ils ont été émis initialement le 19 novembre 2009 pour un montant de 250 millions de dollars, ce qui porte le montant total en cours aux termes de cette émission à 750 millions de dollars.

La deuxième émission, le 15 mars 2010, a consisté en un placement de billets à 4,40 % d'un montant en capital de 300 millions de dollars. Les billets échoient le 1er juin 2020.

La troisième émission, le 15 mars 2010, a consisté en un placement supplémentaire de billets à 5,49 % d'un montant en capital de 200 millions de dollars. Les billets échoient le 16 juillet 2040 et ils ont été émis initialement le 16 juillet 2009 pour un montant de 300 millions de dollars, ce qui porte l'encours total de la dette liée à ce placement à 500 millions de dollars.

La quatrième émission, le 13 septembre 2010, a consisté en un placement de billets à 2,95 % d'un montant en capital de 250 millions de dollars. Les billets échoient le 11 septembre 2015. Le même jour, la société a effectué un placement supplémentaire de billets à 5,00 % d'un montant en capital de 250 millions de dollars. Les billets échoient le 19 octobre 2046 et ils ont été émis initialement le 19 octobre 2006 pour un montant de 75 millions de dollars, ce qui porte l'encours total de la dette liée à ce placement à 325 millions de dollars.

Le 22 janvier 2010, Hydro One a conclu deux swaps fixe–variable portant sur un notionnel de 250 millions de dollars visant la conversion de 500 millions de dollars de billets à 3,13 % de Hydro One échéant le 19 novembre 2014 en une dette à taux variable de trois mois. La société a désigné ces swaps comme couvertures de juste valeur liées au risque de taux d'intérêt, et elle a constaté la variation de leur juste valeur de même que les variations de la juste valeur des billets à taux fixe attribuables au risque couvert à l'état des résultats de la période. Dans le cas où la couverture est inefficace, le montant lié à la partie inefficace est constaté immédiatement dans les charges de financement à l'état des résultats, et ce montant était négligeable pour la période à l'étude.

Au cours du deuxième trimestre, la société a conclu quatre contrats de garantie de taux afin de bloquer les révisions de quatre taux d'intérêt à l'égard du taux variable qu'elle paie sur une dette à taux variable de 500 millions de dollars. Les quatre contrats arrivent à échéance respectivement le 19 mai 2010, le 3 juin 2010, le 19 août 2010 et le 3 septembre 2010. Ces contrats ont été classés comme étant détenus à des fins de transaction et évalués à la juste valeur. Les règlements en espèces sur les quatre contrats de garantie de taux n'étaient pas importants, et ils ont été réalisés par la société respectivement le 19 mai 2010, le 3 juin 2010, le 19 août 2010 et le 3 septembre 2010.

## 7. AVANTAGES SOCIAUX FUTURS

Le total des coûts liés aux avantages sociaux s'établit comme suit :

| *(en millions de dollars canadiens)* | Trimestres terminés les 30 septembre 2010 | 2009 | Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre 2010 | 2009 |
|---|---|---|---|---|
| **Régimes de retraite** | | | | |
| Coûts nets au titre des prestations de la période | 46 | 32 | 137 | 97 |
| Cotisation à la caisse de retraite | 30 | 28 | 89 | 84 |
| Déduire la tranche attribuable à la main-d'œuvre et capitalisée dans le coût des immobilisations corporelles | 12 | 11 | 36 | 33 |
| Montant imputé aux résultats d'exploitation | 18 | 17 | 53 | 51 |
| **Avantages sociaux futurs, à l'exception des prestations de retraite** | | | | |
| Coûts nets au titre des prestations de la période | 23 | 22 | 68 | 62 |
| Déduire la tranche attribuable à la main-d'œuvre et capitalisée dans le coût des immobilisations corporelles | 9 | 9 | 27 | 25 |
| Montant imputé aux résultats d'exploitation | 14 | 13 | 41 | 37 |

## 8. ÉTATS CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

Aux fins des états consolidés des flux de trésorerie, l'expression « trésorerie et équivalents de trésorerie » renvoie aux éléments « placements à court terme » et « dette bancaire » du bilan consolidé.

## 9. INFORMATIONS SECTORIELLES

Hydro One compte trois secteurs isolables :

- l'entreprise de transport, dont l'activité principale consiste à fournir des services de transport et de raccordement, et qui est responsable du transport de l'électricité dans l'ensemble du réseau électrique de l'Ontario;
- l'entreprise de distribution, dont l'activité principale consiste à livrer et à vendre de l'électricité aux abonnés;
- le secteur « Divers » qui comprend principalement une entreprise de télécommunications.

La désignation des secteurs d'activité est fondée à la fois sur le statut réglementaire et sur la nature des produits et des services offerts. Ainsi, les informations sectorielles se présentent comme suit :

| *Trimestres terminés les 30 septembre (en millions de dollars canadiens)* | **Transport** | **Distribution** | **Divers** | **Chiffres consolidés** |
|---|---|---|---|---|
| **2010** | | | | |
| **Bénéfice sectoriel** | | | | |
| Produits | 376 | 970 | 14 | 1 360 |
| Achats d'électricité | – | 638 | – | 638 |
| Exploitation, entretien et administration | 90 | 147 | 16 | 253 |
| Amortissement | 72 | 76 | 2 | 150 |
| **Bénéfice (perte) avant les charges de financement et la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés** | 214 | 109 | (4) | 319 |
| Charges de financement | | | | 82 |
| **Bénéfice avant la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés** | | | | 237 |
| **Dépenses en immobilisations** | 234 | 165 | 2 | 401 |
| **2009** | | | | |
| **Bénéfice sectoriel** | | | | |
| Produits | 296 | 831 | 17 | 1 144 |
| Achats d'électricité | – | 547 | – | 547 |
| Exploitation, entretien et administration | 109 | 144 | 14 | 267 |
| Amortissement | 62 | 75 | 2 | 139 |
| **Bénéfice avant les charges de financement et la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés** | 125 | 65 | 1 | 191 |
| Charges de financement | | | | 79 |
| **Bénéfice avant la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés** | | | | 112 |
| **Dépenses en immobilisations** | 233 | 166 | 1 | 400 |

| *Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre (en millions de dollars canadiens)* | Transport | Distribution | Divers | Chiffres consolidés |
|---|---|---|---|---|
| **2010** | | | | |
| **Bénéfice sectoriel** | | | | |
| Produits | 1 002 | 2 795 | 47 | 3 844 |
| Achats d'électricité | – | 1 835 | – | 1 835 |
| Exploitation, entretien et administration | 300 | 432 | 45 | 777 |
| Amortissement | 202 | 224 | 7 | 433 |
| **Bénéfice (perte) avant les charges de financement et la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés** | 500 | 304 | (5) | 799 |
| Charges de financement | | | | 255 |
| **Bénéfice avant la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés** | | | | 544 |
| **Dépenses en immobilisations** | 638 | 465 | 3 | 1 106 |
| **2009** | | | | |
| **Bénéfice sectoriel** | | | | |
| Produits | 869 | 2 620 | 48 | 3 537 |
| Achats d'électricité | – | 1 731 | – | 1 731 |
| Exploitation, entretien et administration | 332 | 418 | 41 | 791 |
| Amortissement | 177 | 208 | 7 | 392 |
| **Bénéfice avant les charges de financement et la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés** | 360 | 263 | – | 623 |
| Charges de financement | | | | 225 |
| **Bénéfice avant la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés** | | | | 398 |
| **Dépenses en immobilisations** | 638 | 477 | 4 | 1 119 |

| *(en millions de dollars canadiens)* | 30 septembre 2010 | 31 décembre 2009 |
|---|---|---|
| **Total de l'actif** | | |
| Transport | 9 527 | 8 993 |
| Distribution | 6 745 | 6 481 |
| Divers | 1 082 | 161 |
| | 17 354 | 15 635 |

Tous les produits, les coûts et les actifs, selon le cas, sont gagnés, engagés ou détenus au Canada.

## 10. RÉCLAMATIONS DE LA BANDE DES PREMIÈRES NATIONS DE WHITESAND ET DE LA BANDE DES PREMIÈRES NATIONS DE RED ROCK

Le 27 juillet 2010, l'ordonnance de la cour rejetant la poursuite intentée contre Hydro One par la bande des Premières nations de Whitesand et par la bande des Premières nations de Red Rock a été émise.

## 11. CHIFFRES CORRESPONDANTS

Les états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés comparatifs ont été reclassés par rapport aux états présentés antérieurement afin de rendre leur présentation conforme à celle qui a été adoptée pour les états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés établis au 30 septembre 2010.

Au troisième trimestre, la société a changé sa présentation des soldes d'impôts liés à certains écarts temporaires au titre des actifs incorporels et d'autres soldes de comptes réglementaires afin de refléter la façon dont ces soldes seront réglés au bout du compte. De ce fait, le reclassement des soldes d'impôts liés à ces écarts temporaires a entraîné une baisse de 160 millions de dollars des passifs d'impôts futurs et de l'actif réglementaire net y afférent figurant au bilan de la période intermédiaire et au bilan avec chiffres correspondants au 31 décembre 2009. Le changement de présentation n'a pas eu d'incidence sur les produits ni sur les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation.